

ENEA  
Rapporto Energia e Ambiente 2003  
Le fonti rinnovabili

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2003

Le fonti rinnovabili

2003    ENEA  
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente  
Lungotevere Thaon di Revel, 76  
00196 - Roma

ISBN 88-8286-040-X

Il Rapporto Energia e Ambiente 2003 è stato realizzato con il parziale contributo del Quadro Comunitario di Sostegno 2000-2006, Obiettivo 1, PON-ATAS-FESR, Progetto Operativo Energia, Azione 1

ENEA-PON-FESR-2003-034

Il Rapporto riflette l'opinione degli autori e non necessariamente quella delle organizzazioni a cui appartengono

**ENEA** **Rapporto  
Energia  
e Ambiente** **2003**

---



**Le fonti  
rinnovabili**

---

**ENEA**

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



## Contributi<sup>1</sup>

Il Rapporto è stato curato dall'*Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile - Advisor* dell'ENEA.

Carlo Manna è il responsabile del coordinamento scientifico e redazionale del Rapporto.

### LE FONTI RINNOVABILI

#### Cap. 1 – La produzione di energia da fonti rinnovabili

*a cura di:* Umberto Ciorba

#### Cap. 2 – Analisi di scenario sulle potenzialità delle fonti rinnovabili

*a cura di:* Francesco Gracceva

#### Cap. 3 – Opzioni energetiche e implicazioni ambientali

*a cura di:* Andrea Colosimo

#### Cap. 4 – Cultura dell'energia, comunicazione e partecipazione

*a cura di:* Andrea Seminara (RENAEL);

*contributi:* Paolo Frankl, Emanuela Menichetti (Ecobilancio Italia); Vincenzo Brandi

#### Cap. 5 – Politiche e strumenti per la promozione delle fonti rinnovabili

*coordinatore:* Carlo Manna

*contributi:* Michela Fioretto, Elena Schintu (stagiste ENEA); Emidio D'Angelo

#### Cap. 6 – Elettricità da rinnovabili: i meccanismi di incentivazione

*a cura di:* Matteo Leonardi (Ufficio Documentazione e Studi, Autorità Energia Elettrica e Gas)

#### Cap. 7 – Il Programma ENEA sul solare ad alta temperatura

*a cura del* Grande Progetto Solare Termodinamico dell'ENEA

#### Cap. 8 – Tecnologie per le fonti rinnovabili

*coordinatore:* Carlo Manna

*contributi:* Giacobbe Braccio; Salvatore Castello, Gaetano Fasano; Saverio Li Causi;

Enzo Metelli; Paolo Morgante; Luciano Pirazzi;

Aldo Fanchiotti (Università Roma 3)

Debora Renzoni, Valeria Losacco, Simona Calà (libere professioniste); Michela Fioretto (stagista ENEA)

## Si ringraziano:

Luciano Barra (Ministero delle Attività Produttive) e Mario Gamberale (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio) per gli utili suggerimenti e le indicazioni fornite nella fase di impostazione del Rapporto.

Luca Benedetti, Tiziana Giudici, Daniele Novelli (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, Direzione per la Salvaguardia Ambientale, Divisione Energie Rinnovabili)

Gabriele Botta e Claudio Casale (CESI) per la documentazione relativa all'Atlante Eolico dell'Italia

Maria Rosa Viridis per il contributo fornito nella fase di revisione dei Capitoli 1, 2 e 3 del Rapporto

---

<sup>1</sup> Tutti i nominativi corrispondono a personale ENEA, se non diversamente indicato



# INDICE

## CAPITOLO 1 - LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

1.1.	<i>La situazione internazionale</i>	15
1.2.	<i>Le fonti energetiche rinnovabili in Italia</i>	16
1.2.1	Introduzione	16
1.2.2	Energia elettrica	20
1.2.2.1	Energia idroelettrica	20
1.2.2.2.	Energia eolica	22
1.2.2.3	Energia solare fotovoltaica	23
1.2.2.4	Energia geotermoelettrica	24
1.2.2.5	Energia elettrica prodotta da biomasse	24
1.2.3	Calore	27
1.2.3.1	Solare termico	28
1.2.3.2	Energia geotermica: usi diretti	28
1.2.3.3	Utilizzo della legna da ardere nelle abitazioni	29
1.2.3.4	Impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna e assimilati	30
1.2.3.5	Calore prodotto (esclusivamente) per essere utilizzato sul posto in industrie che bruciano legno, residui legnosi ed altri residui solidi	30
1.2.3.6	Calore prodotto in cogenerazione negli impianti a biomasse o rifiuti solidi urbani per la produzione di energia elettrica	31
1.2.3.7	Biodiesel	31
BOX	- I provvedimenti normativi per lo sviluppo del biodiesel	32

## CAPITOLO 2 - ANALISI DI SCENARIO SULLE POTENZIALITÀ DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

2.1.	<i>Premessa</i>	35
2.2.	<i>Scenari globali</i>	35
2.2.1	Il ruolo delle fonti rinnovabili in alcuni scenari di riferimento	35
2.2.2	Un obiettivo per il sistema energetico globale: la “stabilizzazione del clima”	36
BOX	- Alcune questioni fondamentali sulla “stabilizzazione del clima”	37
2.2.3	La penetrazione delle fonti rinnovabili negli scenari con “stabilizzazione del clima”	38
2.2.4	Una valutazione	40
2.3.	<i>Scenari UE</i>	41
2.3.1	Il ruolo delle fonti rinnovabili nel sistema energetico europeo in alcuni scenari tendenziali e secondo gli obiettivi comunitari	42
2.3.2	Il ruolo delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico europeo in alcuni scenari tendenziali e secondo gli obiettivi comunitari	43
2.3.3	Una valutazione dell’efficacia delle forme di incentivazione	44
2.4.	<i>Scenari italiani</i>	45
2.4.1	Il potenziale di sfruttamento delle fonti rinnovabili nel sistema energetico italiano secondo il Libro Bianco	46

2.4.2	Il ruolo delle fonti rinnovabili in due scenari	47
2.4.3	Una valutazione dell'efficacia dell'incentivazione delle fonti rinnovabili	48

### **CAPITOLO 3 - OPZIONI ENERGETICHE E IMPLICAZIONI AMBIENTALI**

3.1.	<i>Introduzione</i>	51
3.2.	<i>Lo sviluppo delle fonti rinnovabili: "vincolo", necessità, opportunità</i>	52
3.3.	<i>Fonti di energia ed esternalità ambientali</i>	53
3.4.	<i>Generazione elettrica, emissioni-serra e ricadute ambientali</i>	56
3.4.1.	Tendenze a livello mondiale	57
3.4.2.	Tendenze a livello europeo	60
3.4.3.	Situazione italiana	65
3.5.	<i>Costi interni comparati della generazione elettrica</i>	65
3.6.	<i>Competitività delle fonti rinnovabili nel breve termine: variabili economiche</i>	67
3.6.1.	Variabile-prezzo dal lato offerta	67
3.6.2.	Variabile-prezzo dal lato domanda	68
3.7.	<i>Competitività delle fonti rinnovabili nel breve termine: variabili ambientali</i>	69
3.7.1.	L'Italia rispetto a Kyoto. Il decennio 1990-2000 e la prima delibera CIPE	69
3.7.2.	Il decennio 2000-2010 e la seconda delibera CIPE	70
3.7.3.	Il ruolo del settore elettrico	71
3.8.	<i>Competitività delle fonti rinnovabili nel medio-lungo termine: variabili tecnologiche e cornice normativa</i>	72
3.8.1.	Fattore tempo, curva di apprendimento ed evoluzione dei costi interni comparati	72
3.8.1.1	Certificati verdi	79
3.8.2.	Ricorso ai "meccanismi flessibili" ed effetti sulle fonti rinnovabili	82
3.8.2.1	Il mercato dei diritti di emissione e i Certificati Verdi	83

### **CAPITOLO 4 - CULTURA DELL'ENERGIA, COMUNICAZIONE E PARTECIPAZIONE**

4.1.	<i>La cultura dell'energia</i>	87
4.2.	<i>Comunicazione e coinvolgimento sociale</i>	88
4.3.	<i>Idee per il coinvolgimento sociale</i>	89
4.3.1.	Il sito web del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio	90
4.4.	<i>L'energia e il territorio</i>	90
4.4.1.	La Rete Nazionale delle Agenzie Energetiche Locali (RENAEL)	90
4.4.2.	La "Carta di Perugia"	91
4.4.3.	Il Progetto "Il Sole a Scuola"	92
4.5.	<i>Strategie partecipate</i>	93
4.6.	<i>Comunicazione energetica e coinvolgimento sociale</i>	94
4.6.1.	La promozione dell'energia solare a Barcellona	95
4.6.2.	L'esempio di Friburgo	95
4.7.	<i>Il ruolo dell'opinione pubblica per una cultura diffusa della sostenibilità: il "green pricing"</i>	98
4.7.1.	Premessa	98
4.7.2.	Il meccanismo del "green pricing": esperienze, problematiche e prospettive	



negli USA, in Europa e in Italia	98
4.7.3 Quali prospettive e priorità per l'Italia?	102
BOX - Le aspettative degli italiani su alcune tematiche ambientali	105

## **CAPITOLO 5 - POLITICHE E STRUMENTI PER LA PROMOZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI**

5.1. <i>La politica dell'Unione Europea</i>	111
5.1.1. I documenti di riferimento	111
5.1.2. Gli strumenti di indirizzo	113
5.2. <i>Programmi e Progetti dell'UE per la promozione delle rinnovabili</i>	117
5.3. <i>La politica italiana per le fonti rinnovabili</i>	135
5.3.1. Evoluzione del quadro legislativo di riferimento	135
5.3.2. La legge 448/98 - Carbon tax	137
5.3.3. Il decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387	138
5.3.4. Revisione dei decreti per l'efficienza energetica del 24 aprile 2001	147
5.3.5. I programmi del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio	149
5.4. <i>IL Ruolo delle Regioni e delle Province autonome</i>	153

## **CAPITOLO 6 - ELETTRICITÀ DA RINNOVABILI: I MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE**

6.1. <i>Il quadro di riferimento</i>	161
6.2. <i>Il CIP6 degli impianti rinnovabili</i>	164
6.2.1. Gli impianti	164
6.2.2. Un primo bilancio	165
6.2.3. La remunerazione degli impianti CIP6	166
6.2.3.1 Componente di costo evitato di generazione	167
6.2.3.2 Incentivo specifico per tecnologia	169
6.2.3.3 Tariffe CIP6 per gli impianti delle imprese di produzione e distribuzione	170
6.2.3.4 Conclusione CIP6	172
6.3. <i>Remunerazione degli impianti rinnovabili e rendita idro</i>	173
6.4. <i>Tariffe di cessione degli impianti idro minori di 3 MW</i>	173
6.5. <i>Cessione delle eccedenze e delibera 108/97</i>	174
6.6. <i>Il fotovoltaico e lo "scambio sul posto" 175</i>	
6.7. <i>Certificati Verdi</i>	175
6.7.1. L'offerta di Certificati Verdi	177
6.7.2. L'offerta di Certificati Verdi GRTN	179
6.7.3. La domanda di Certificati Verdi	179
6.7.4. Il prezzo del Certificato Verde	180
6.7.4.1 Evoluzione del prezzo del Certificato Verde GRTN	182
BOX: - Il meccanismo dei Certificati Verdi in Gran Bretagna	183
6.8. <i>La remunerazione dell'energia elettrica da rinnovabili</i>	184
6.9. <i>Stima della produzione da fonte rinnovabile per effetto dei Certificati Verdi</i>	186

## CAPITOLO 7 - IL PROGRAMMA ENEA SUL SOLARE AD ALTA TEMPERATURA

7.1.	<i>Disponibilità di energia e sostenibilità</i>	191
7.1.1.	Un nuovo approccio all'energia solare	193
7.1.2.	Energia verde: un mercato europeo in rapida espansione	194
	7.1.2.1 Energia elettrica solare dall'Africa	194
7.1.3.	L'innovazione nelle tecnologie solari: un contributo alla sostenibilità	196
7.1.4.	Lo scenario futuro è prevedibile anche dall'esperienza del passato	198
7.2.	<i>Caratteristiche degli impianti solari a concentrazione ENEA</i>	199
7.2.1.	Un'energia sostitutiva per applicazioni tradizionali di potenza	200
7.3.	<i>L'impianto solare a concentrazione ENEA</i>	202
7.3.1.	Il principio di funzionamento	202
7.3.2.	Gli specchi parabolici	203
7.3.3.	Il tubo ricevitore	204
7.3.4.	Il fluido termovettore	204
7.3.5.	L'accumulo termico	205
7.4.	<i>Verso la realizzazione dell'impianto industriale ENEA</i>	206
7.4.1.	Un ampio programma di R&S per la messa a punto del sistema	206
7.4.2.	Circuito sperimentale in scala reale	206
7.4.3.	Il prototipo pre-industriale	206
7.5.	<i>Produzione dell'idrogeno con calore ad alta temperatura</i>	208
7.5.1.	Le attività dell'ENEA sulla produzione termochimica di idrogeno da solare	209
7.5.2.	Le attività dell'ENEA sulla produzione termofisica di idrogeno da solare	212
7.5.3.	Le attività dell'ENEA sui ricevitori solari ad alta concentrazione	212

## CAPITOLO 8 - TECNOLOGIE PER LE FONTI RINNOVABILI

8.1.	<i>Energia da biomasse</i>	215
8.1.1.	Generalità	215
8.1.2.	Approvvigionamento delle biomasse	216
8.1.3.	Processi di conversione termochimici	218
	8.1.3.1 Combustione	218
	8.1.3.2 Gassificazione	220
	8.1.3.3 Pirolisi	222
8.1.4.	Diffusione delle tecnologie	223
8.1.5.	Biocombustibili	223
	8.1.5.1 Biodiesel	223
	8.1.5.2 Bioetanolo	225
8.1.6.	Prospettive di sviluppo delle tecnologie in Italia	227
8.2.	<i>Centrali idroelettriche</i>	228
8.2.1.	La situazione italiana nel contesto internazionale	228
8.2.2.	Principi di riferimento e tipologie di impianto	229
	8.2.2.1 Le turbine idrauliche	232

8.2.3.	Sviluppi in atto e principali obiettivi di R&S e dimostrazione	233
8.2.4.	Impatto ambientale	234
8.2.5.	Costi	235
8.2.6.	Prospettive della mini idraulica in Italia	236
8.2.7.	Quadro legislativo e iter autorizzativo	237
8.3.	<i>Impianti geotermici per la produzione di energia elettrica e calore</i>	239
8.3.1.	Tecnologia e tipologie di sistema	239
8.3.2.	La situazione a livello mondiale	243
8.3.3.	L'energia geotermica in Europa	244
8.3.4.	L'impianto italiano di Larderello	245
8.3.5.	Il ruolo della geotermia in Islanda	245
8.3.6.	Impatto ambientale della tecnologia	246
8.3.7.	Prospettive del settore	247
8.4.	<i>Impianti eolici</i>	248
8.4.1.	Situazione italiana nel contesto internazionale	248
8.4.2.	Tecnologia e tipologie di impianto	250
8.4.3.	Aerogeneratori: tipologie, caratteristiche e prestazioni	252
	Box - Potenza di un aerogeneratore	253
8.4.4.	Stato dell'arte della tecnologia	253
8.4.5.	Applicazioni off-shore	254
8.4.6.	Sviluppi in atto e principali obiettivi di R&S	255
8.4.7.	Costi	255
	Box- Valutazione del costo di produzione di energia elettrica da fonte eolica in Italia	257
8.4.8.	Il mercato: situazione attuale e sviluppi previsti	258
8.4.9.	L'Atlante Eolico dell'Italia	259
8.5.	<i>Impianti solari di potenza per la produzione di calore ad alta temperatura</i>	264
8.5.1.	Tecnologia e tipologia delle centrali termoelettriche solari	264
8.5.2.	Attività di R&S	266
8.5.3.	La situazione nazionale nel contesto internazionale	267
8.5.4.	Prospettive di sviluppo della tecnologia	267
8.5.5.	Global Market Initiative	268
	Box - Ottica senza immagini	270
8.6.	<i>Impianti solari fotovoltaici</i>	271
8.6.1.	La situazione italiana nel contesto internazionale	272
8.6.2.	La tecnologia fotovoltaica	275
8.6.3.	Il fotovoltaico a concentrazione: il progetto PhoCUS dell'ENEA	278
8.6.4.	Costi	278
8.7.	<i>Energia solare: le applicazioni nel settore civile</i>	280
8.7.1.	Il consumo di energia nel settore civile	280
	8.7.1.1 Il riscaldamento ambientale nel settore residenziale	282
	8.7.1.2 La produzione di acqua calda nel settore residenziale	285
8.7.2.	Efficienza energetica e ricorso all'energia solare in edilizia	286
	8.7.2.1. Impianti solari termici	290
	8.7.2.2. Il mercato solare termico	294

8.7.2.3. Solare termico: casi di successo	296
8.8. <i>Energia da rifiuti</i>	298
8.8.1. Il quadro normativo	298
8.8.2. Opportunità e barriere	299
8.8.2.1 Gli incentivi alla produzione di energia elettrica da rifiuti	299
8.8.2.2 Limiti alla diffusione	300
8.8.3. La situazione italiana nel contesto internazionale	300
BOX - Un caso virtuoso: la gestione dei rifiuti in Olanda	301
8.8.3.1 La gestione dei rifiuti solidi urbani in Italia	302
8.8.3.2 La termovalorizzazione dei rifiuti speciali in Italia	302
8.8.4. La gestione della risorsa rifiuti	303
8.8.5. Tecnologie e processi per il recupero energetico	303
8.8.5.1 Combustione del rifiuto indifferenziato o della “frazione secca”	304
8.8.5.2 Combustione di combustibile da rifiuti	307
8.8.5.3 Digestione anaerobica in condizioni controllate	307
8.8.5.4 Biogas da discarica	308
8.8.5.5 Pirolisi del rifiuto	308
8.8.5.6 Gassificazione del rifiuto per la produzione di syngas	309
8.8.6. La produzione di energia da rifiuti in Italia: prospettive e scenari	309

## **Capitolo 1**

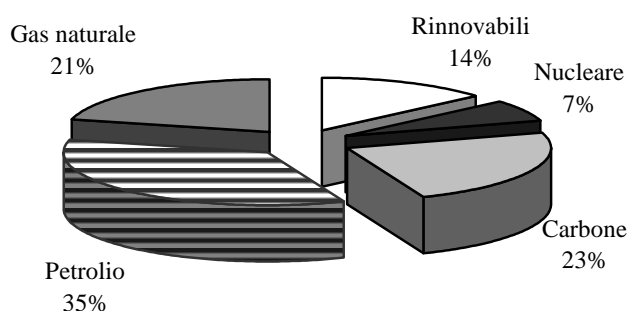
# **LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI**



## 1.1. LA SITUAZIONE INTERNAZIONALE

Nel 2001 le fonti energetiche rinnovabili, con 1.352 Mtep, coprivano a livello mondiale il 13,5% dell'offerta totale di energia primaria (figura 1.1.1), che ammontava a 10.038 Mtep; la quota delle fonti rinnovabili era quasi doppia di quella da energia nucleare, ma inferiore a quella delle fonti fossili (petrolio 35%, combustibili solidi 23,4% e gas naturale 21,2%)<sup>1</sup>. Complessivamente, nel periodo 1990-2001, la produzione di energia da fonti rinnovabili è cresciuta ad un tasso annuo dell'1,7%, leggermente superiore a quello dell'offerta di energia primaria (1,4%).

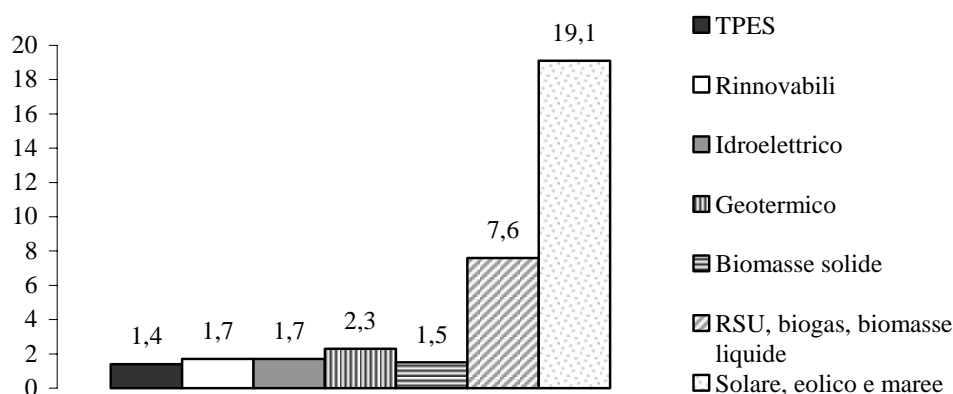
Figura 1.1.1 - Offerta di energia primaria. Mondo. Anno 2001



Fonte: IEA Renewables Information 2003

Le biomasse solide costituiscono il 77,4% della produzione da fonti rinnovabili, grazie al diffuso utilizzo di biomasse non commerciali (soprattutto paglia, legno e rifiuti animali) nei Paesi in via di sviluppo (dove raggiungono l'87% del totale delle rinnovabili, e sono impiegate prevalentemente per cucinare e per riscaldare le abitazioni). La quota delle biomasse solide appare costante nel corso dell'ultimo decennio (figura 1.1.2), durante il quale si è registrato un tasso annuo di crescita pari a quello dell'offerta totale di energia primaria (Total Primary Energy Supply – TPES).

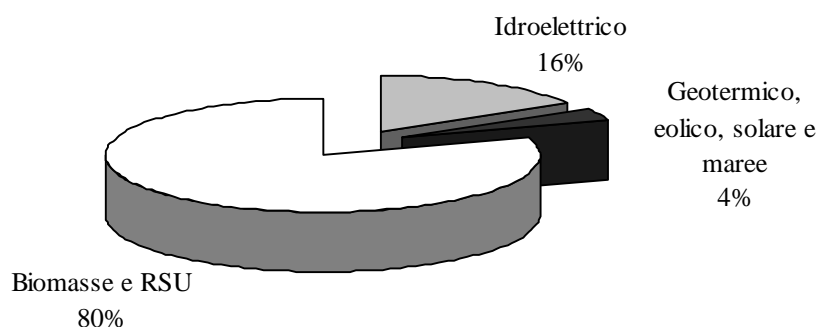
Figura 1.1.2 - Crescita annua media della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili. Mondo. Anni 1990-2001 (valori percentuali)



Fonte: IEA Renewables Information 2003

<sup>1</sup> IEA Renewables Information 2003.

Figura 1.1.3 - Produzione di energia da fonti rinnovabili. Mondo. Anno 2001



Fonte: IEA Renewables Information 2003

I rifiuti solidi urbani (RSU) e le biomasse liquide e gassose costituiscono l'1,2% della produzione da fonti rinnovabili, con un tasso di crescita del 7,6% annuo. Sommate alle biomasse solide, raggiungono una quota di poco inferiore all'80% (figura 1.1.3).

La risorsa idroelettrica copre il 16,4% della produzione energetica da fonti rinnovabili, la produzione è attualmente equamente distribuita tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo; il tasso di crescita è pari all'1,7% annuo con forti differenze tra i Paesi industrializzati (0,4%), dove il potenziale è sfruttato quasi interamente, e i Paesi in via di sviluppo (2,9%) nei quali è atteso un ulteriore incremento di produzione a seguito del completamento di grandi bacini in America Latina, in Cina e in Vietnam.

Le risorse geotermiche contribuiscono per il 3,2% e sono utilizzate sia per la produzione di energia elettrica (Stati Uniti, Filippine, Italia e Messico sono i principali produttori a livello mondiale), sia per la produzione di calore, impiegato negli usi più disparati quali il riscaldamento domestico, di serre, di allevamenti ittici, cure termali ecc. (usi diffusi principalmente negli Stati Uniti, in Cina, Islanda e Turchia).

L'energia dalle maree, quella solare e l'energia eolica contribuiscono per una quota molto piccola pari allo 0,3%, con tassi di incremento superiori al 19% annuo.

L'utilizzo di fonti rinnovabili per la generazione di calore è più diffuso nei Paesi in via di sviluppo, mentre nei Paesi industrializzati il loro utilizzo prevalente riguarda la generazione elettrica. Nel complesso, più di due terzi della produzione da fonti energetiche rinnovabili avviene nei Paesi in via di sviluppo, in cui tali fonti di energia coprono una quota pari al 22,3% del TPES a fronte del 5,7% dei Paesi OCSE.

## 1.2. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN ITALIA

### 1.2.1 Introduzione

I dati del Bilancio Energetico Nazionale evidenziano una crescita della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili (FER) che è salita dagli 11,6 Mtep del 1998 ai 14,0 Mtep del 2001. I dati 2002, indicano una contrazione della produzione da fonti rinnovabili, scesa a 12,4 Mtep.

Il Bilancio Energetico Nazionale non tiene conto del consumo di legna da ardere nel settore residenziale. Tale consumo, rilevato da una apposita indagine statistica dell'ENEA, rende ovviamente più elevati i livelli assoluti di utilizzo ed evidenzia come il contributo delle fonti energetiche rinnovabili sia cresciuto dai circa 14 Mtep del 1995 ai 16,5 Mtep del 2002<sup>2</sup>.

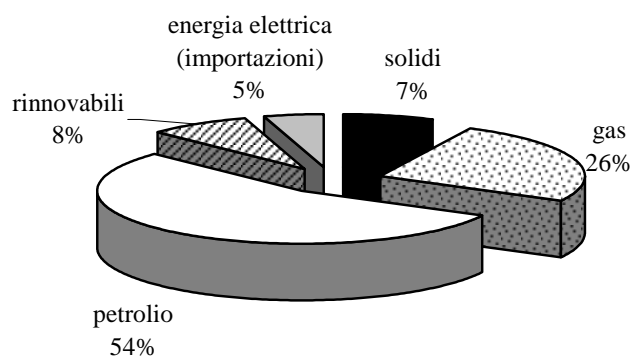
<sup>2</sup> I dati sul consumo di legna da ardere nel settore residenziale si basano su un'indagine campionaria commissionata dall'ENEA nel 1999. L'indagine ha indicato un consumo sostituito di circa 14,4 Mt di legna da ardere nelle abitazioni. I dati dell'indagine rendono



Nello stesso periodo, l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è più che raddoppiata (tabella 1.2.1). Nel corso degli anni la quota di energia primaria coperta dalle fonti rinnovabili (compreso il consumo di legna da ardere nel settore residenziale) è lievemente cresciuta passando dall'8% del 1995 (figura 1.2.1) al 9% del 2001 e del 2002 (figura 1.2.2). La quota di energia da fonti rinnovabili cala però al 5,7% (anno 2001<sup>3</sup>), se si esclude dal conteggio il consumo di biomasse nel settore residenziale.

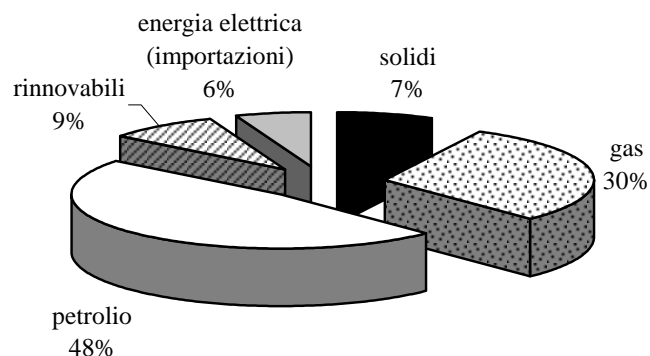
La quota delle fonti rinnovabili è pari al 5,8% nell'Unione Europea, con punte superiori al 20% raggiunte da Austria, Finlandia e Svezia e valori minimi prossimi all'1% per Belgio e Gran Bretagna (anno 2001).

Figura 1.2.1 - Italia. Energia primaria per fonte (%). Anno 1995



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP, ENEA, FIPER, GRTN, IEA PVPS

Figura 1.2.2 - Italia. Energia primaria per fonte (%). Anno 2002



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP, ENEA, FIPER, GRTN, IEA PVPS

necessaria una ricostruzione della serie storica relativa ai consumi di legna e assimilati nel settore residenziale. Il criterio di ricostruzione prevede l'applicazione ai dati del 1999 dei tassi di variazione annuale. Questi ultimi sono stati ricavati tenendo conto dell'andamento dei gradi giorno e della serie storica della legna da ardere commercializzata (dati ISTAT INEA). Sulla base di tale indagine è stato possibile consolidare anche i dati degli anni precedenti ridimensionando la stima del consumo di biomasse nel settore residenziale da 5,2 a 3,6 Mtep.

<sup>3</sup> In questa sezione, i frequenti riferimenti ai dati del 2001 hanno lo scopo di facilitare il confronto della situazione europea e italiana con il quadro internazionale delineato nella sezione precedente. Le più recenti statistiche della IEA, infatti, scontano il mancato aggiornamento dei dati relativi ai Paesi non OCSE, fermo all'anno 2001.

I dati relativi all'Italia (figura 1.2.3) evidenziano una composizione per fonti che differisce da quella dell'Unione Europea (figura 1.2.4). Più elevata rispetto alla media europea è la quota coperta dalla produzione idroelettrica (42% in Italia, 34% nell'Unione Europea) e geotermica (5% in Italia, 4% nell'Unione Europea). Più limitato è invece il ricorso all'energia solare (0,1% in Italia, 0,6% nell'Unione Europea), eolica (1,1 in Italia, 2,7% nell'Unione Europea) da biomasse e da rifiuti (53% in Italia, 59% nell'Unione Europea).

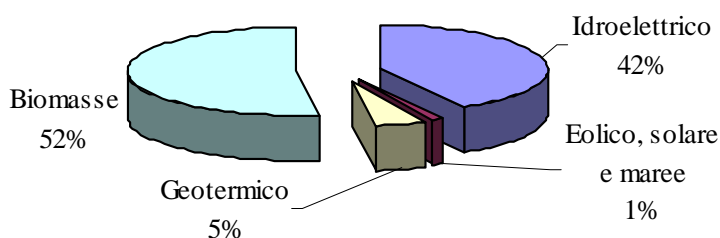
Nel decennio 1990-2001 la crescita della produzione da fonti rinnovabili in Italia è stata pari al 2,6% annuo; in media la crescita nei Paesi dell'Unione Europea ha raggiunto l'1,6%, con tassi di crescita superiori al 3% in Danimarca, Germania, Paesi Bassi e Gran Bretagna (figura 1.2.5).

La produzione di energia da fonti rinnovabili, valutata in equivalente fossile sostituito (tabella 1.2.1), evidenzia il contributo preponderante fornito dalla produzione idroelettrica, che nel 2001 ha coperto più del 58% della produzione da fonti rinnovabili, attestandosi a 10,3 Mtep.

L'energia prodotta da biomasse legnose ha raggiunto una quota pari al 28% della produzione da fonti energetiche rinnovabili, per un totale di 4,8 Mtep (3,6 Mtep sono attribuibili all'utilizzo di legna da ardere nel settore residenziale). L'energia geotermica (per generazione di energia elettrica e per usi diretti) copre quasi il 7% della produzione da energie rinnovabili, per un totale di 1,2 Mtep.

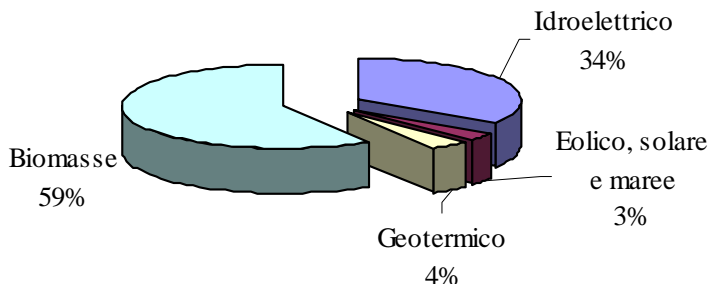
L'energia ricavata dai rifiuti solidi urbani ha rappresentato, nel 2001, il 4% circa del totale, attestandosi a circa 0,7 Mtep.

Figura 1.2.3 – Produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia. Anno 2001



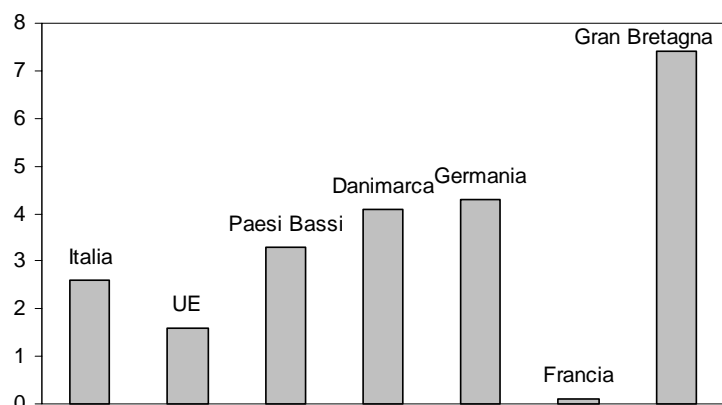
Fonte: elaborazioni ENEA su dati IEA, MAP, ENEA

Figura 1.2.4 – Produzione di energia da fonti rinnovabili in EU. Anno 2001



Fonte: elaborazioni ENEA su dati IEA, MAP, ENEA

Figura 1.2.5 - Crescita annua della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili. Unione Europea. Anni 1990-2001



Fonte: IEA Renewables Information 2003

Tabella 1.2.1 - Energia da fonti energetiche rinnovabili in Italia in equivalente fossile sostituito. Anni 1995-2002 (ktep)\*

	1995	1999	2000	2001	2002
<b>Idroelettrico<sup>1</sup></b>	8312	9979	9725	10298	8694
<b>Eolico</b>	2	89	124	259	309
<b>Solare fotovoltaico</b>	3	4	4	4	4
<b>Solare termico</b>	7	10	11	11	14
<b>Geotermico (elettricità)</b>	756	969	1035	992	1026
<b>Geotermico (usi diretti)</b>	213	213	213	213	213
<b>Rifiuti solidi urbani</b>	97	374	461	721	818
<b>Legna e assimilati<sup>2</sup></b>	4635	4824	4807	4833	5008
<b>Biocombustibili</b>	65	38	66	87	94
<b>Biogas</b>	29	167	162	196	270
<b>Totale</b>	<b>14119</b>	<b>16667</b>	<b>16608</b>	<b>17613</b>	<b>16450</b>
<b>- di cui non tradizionali<sup>3</sup></b>	<b>1265</b>	<b>1893</b>	<b>2022</b>	<b>2516</b>	<b>2933</b>

<sup>1</sup> Solo energia elettrica da apporti naturali.

<sup>2</sup> La serie include il risultato dell'indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni.

<sup>3</sup> Eolico, solare, rifiuti solidi urbani, teleriscaldamento a legna, legna ed assimilati per la produzione di energia elettrica e di solo calore in impianti industriali (l'utilizzo della legna da ardere nel settore residenziale, stimato in 3,6 Mtep, è escluso perché impiego tradizionale), biocombustibili, biogas.

\* Inoltre, da considerare 9,8 TWh prodotti da reflui industriali, che corrispondono a 2,1 Mtep sostituiti (dati GRTN).

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di origine diversa

Biocombustibili, biogas, energia solare ed energia eolica coprono una quota rimanente appena superiore al 3% del totale. La produzione da fonte solare e da biogas si rivela sostanzialmente stabile mentre è in forte incremento quella da biocombustibili e da fonte eolica. Quest'ultima, in particolare, ha fatto registrare una crescita rapida e ininterrotta e, nel 2001, si avvicina ai 260 ktep di energia fossile sostituita. I dati 2002 evidenziano un rallentamento del ritmo di crescita della produzione eolica, da RSU e da biomasse solide, una forte contrazione della produzione idroelettrica e un incremento della produzione da fonte solare.

I dati sopra illustrati sono descritti con maggior cura nei paragrafi che seguono. In modo particolare sarà evidenziata la situazione italiana nel 2002. La struttura del capitolo prevede una suddivisione dei paragrafi sulla base della tipologia di domanda soddisfatta (produzione di energia elettrica o

calore) e in relazione alle fonti energetiche analizzate: energia idroelettrica, energia eolica, energia solare, energia geotermica, biomasse. All'interno di ciascun paragrafo sono illustrati i dati a livello nazionale su produzione e potenza installata.

### 1.2.2 Energia elettrica

In tabella 1.2.2 si riportano i dati relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per il periodo 1995-2002.

Tabella 1.2.2 - Energia elettrica da fonti rinnovabili(GWh). Anni 1995-2002

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2010*
<b>Idroelettrico</b>	37781	41213	45358	44205	46810	39519	
<b>Idroelettrico &lt; 10 MW</b>	7440	8320	8602	8117	8657	8048	
<b>Idroelettrico &gt; 10 MW</b>	30341	32893	36756	36088	38154	31472	
<b>Eolico</b>	10	231	403	563	1179	1404	
<b>Solare fotovoltaico</b>	14	16	16	17	17	18	
<b>Geotermoelettrico</b>	3436	4214	4403	4705	4507	4662	
<b>RSU</b>	168	464	653	804	1259	1428	
<b>Legna</b>	116	271	587	537	644	1052	
<b>Biogas</b>	103	494	583	566	684	943	
<b>A - Totale</b>	<b>41628</b>	<b>46902</b>	<b>52002</b>	<b>51396</b>	<b>55101</b>	49026	<b>76000</b>
<b>B - Consumo interno lordo (TWh)</b>	<b>278,9</b>	<b>300,5</b>	<b>307,7</b>	<b>320,9</b>	<b>327,4</b>	335,9	<b>340</b>
<b>A/B (%)</b>	<b>14,9</b>	<b>15,6</b>	<b>16,9</b>	<b>16,0</b>	<b>16,8</b>	14,6	<b>22,3</b>

\* Valori di riferimento per gli obiettivi nazionali indicati dal governo italiano (direttiva 2001/77/CE)

Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRTN, IEA PVPS

L'80,6% della produzione è generata da impianti idroelettrici (dati 2002). In particolare, gli impianti di potenza superiore ai 10 MW coprono più del 64,2% della produzione nazionale. Rilevante è anche la quota di produzione coperta dai piccoli impianti idroelettrici (16,4%). Nel campo dello sfruttamento delle risorse geotermiche per la produzione di energia elettrica l'Italia risulta essere uno dei primi Paesi al mondo. Attualmente tale fonte copre una quota pari al 9,5% della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il restante 9,9% della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avviene per mezzo di fonti non tradizionali (energia eolica, energia fotovoltaica, biomasse e rifiuti). I progressi registrati negli ultimi anni permettono all'energia eolica di coprire una quota di produzione pari al 2,9% del totale e all'energia prodotta mediante combustione dei rifiuti una quota analoga. La produzione di energia elettrica da biogas e da biomasse legnose copre il restante 4%. La produzione di energia fotovoltaica, seppur in costante aumento, rimane tuttora poco rilevante (0,03%).

#### 1.2.2.1 Energia idroelettrica

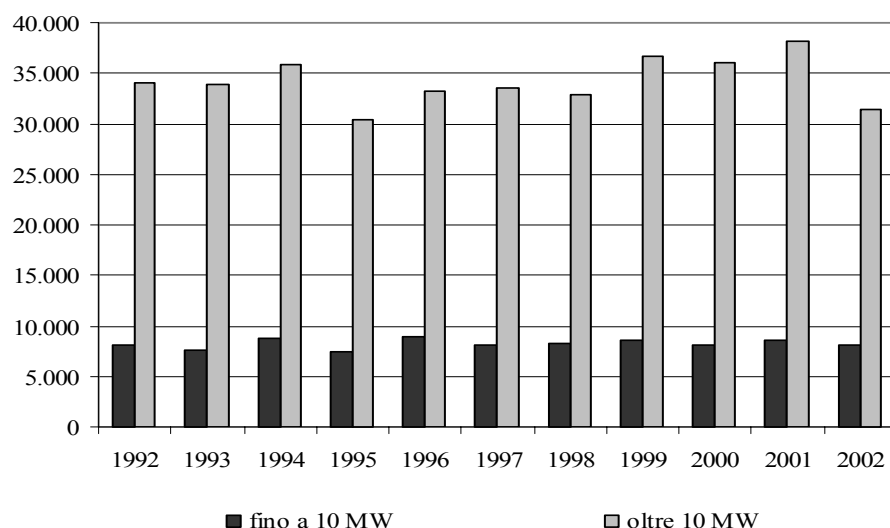
La risorsa idroelettrica rappresenta circa il 53% della produzione di energia da fonti rinnovabili ed è ancora la più importante delle risorse energetiche interne. Il suo contributo alla produzione di energia elettrica è progressivamente diminuito, attestandosi nell'ultimo decennio su una quota inferiore al 20% del totale nazionale. Il grado di utilizzazione del potenziale idrico nazionale è già molto elevato (superiore al 70%) per cui le prospettive di sviluppo del settore sono legate allo sviluppo dei piccoli impianti idroelettrici con potenza inferiore ai 10 MW.

La situazione italiana è riassunta nella figura 1.2.6 dove si considera solamente l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio)<sup>4</sup>.

Tra il 1995 e il 2002, la produzione è passata da 37.781 GWh a 39.519 GWh con un incremento del 4,6% (tabella 1.2.3). Nel 2002 si è registrato un drastico calo della produzione annua, generalizzato a tutte le categorie di impianto, che ha controbilanciato la tendenza alla crescita degli anni precedenti. Tra il 1995 e il 2002, la potenza installata aumenta del 4,8%, passando da 16.055 MW a 16.820 MW. Come accennato in precedenza, gli impianti di piccola taglia sono quelli a cui sono maggiormente legate le prospettive di sviluppo del settore idroelettrico.

Tra il 1995 e il 2002, sono entrati in funzione 86 nuovi impianti di potenza efficiente lorda inferiore a 10 MW. La potenza installata è passata da 2144 MW a 2290 MW (+6,8%) con un incremento della produzione dell'8,2%, da 7440 a 8048 GWh (figura 1.2.6). Nell'ambito di questa categoria di impianto, i tassi di crescita relativi agli impianti di potenza inferiore a 1 MW risultano più interessanti di quelli relativi agli impianti di taglia compresa tra 1 e 10 MW.

Figura 1.2.6 - Produzione idroelettrica per taglia di impianto (GWh). Anni 1992-2002



Fonte: GRTN

Tabella 1.2.3 - Fonte idraulica - Numero di impianti, potenza efficiente e produzione di energia elettrica. Anni 1995-2002

	1995	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Numero impianti</b>	1.876	1.952	1.976	1.958	1.926	1.974
<b>Potenza efficiente lorda (MW)</b>	16.055	16.238	16.571	16.641	16.726	16.820
<b>Energia elettrica prodotta lorda (GWh)</b>	37.781	41.213	45.358	44.205	46.810	39.519
<b>Fattore di capacità* medio (%)</b>	27	29	31	30	32	27

\* Il fattore di carico (o fattore di capacità) è il rapporto tra l'energia prodotta da uno o più impianti in un certo intervallo di tempo e quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto o gli impianti avessero funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale.

Fonte: GRTN

<sup>4</sup> GRTN, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia anni 1998, 1999, 2000 e 2001*.

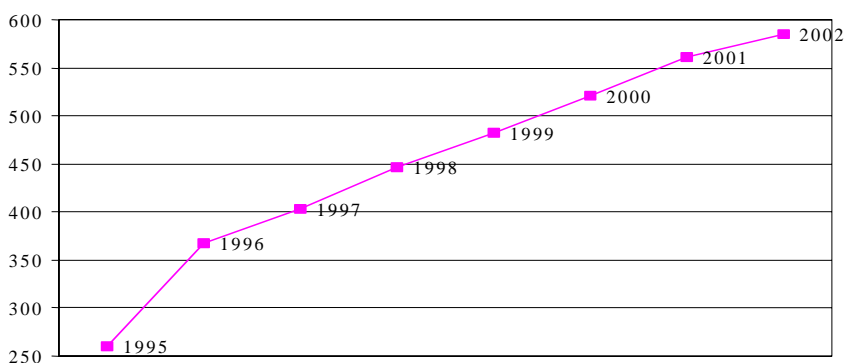
### 1.2.2.2 Energia eolica

Circa il 90% dei generatori eolici installati in Italia è posto in zone marginali, montuose, ad altezze variabili fra i 600 e i 900 metri; le difficoltà di accesso e la necessità di apposite infrastrutture tendono a ripercuotersi sui costi di installazione e, di conseguenza, sul costo dell'energia elettrica prodotta. La taglia delle centrali eoliche italiane è compresa tra qualche MW e 35 MW, con una media di 10-15 MW.

Un indicatore significativo dei miglioramenti tecnologici maturati in un certo periodo potrebbe essere fornito dalla potenza media degli aerogeneratori installati. Tra il 1995 e il 2001 la potenza media unitaria delle turbine installate in Italia è passata da 260 kW a 564 kW (figura 1.2.7); una crescita in assoluto significativa, ma che si ridimensiona quando rapportata all'aumento registrato negli altri Paesi europei<sup>5</sup>. Sarebbe interessante comprendere se questa asimmetria caratterizza un ritardo tecnologico del paese o piuttosto sia dovuta alla orografia più complessa dei siti italiani.

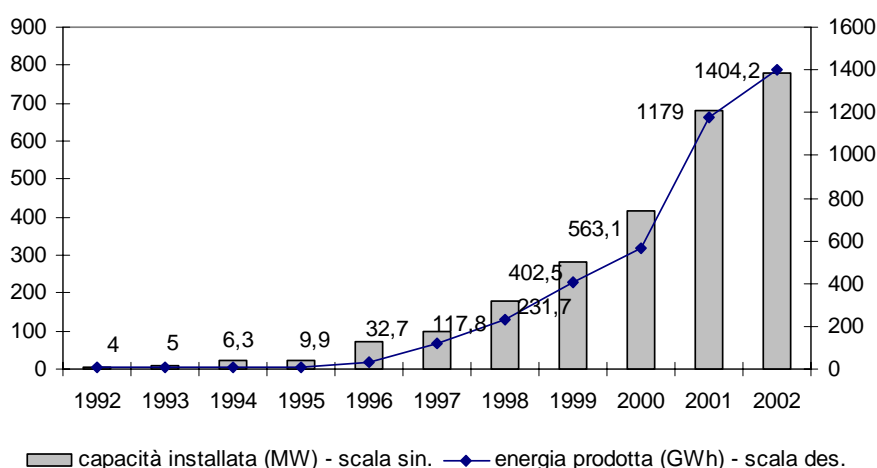
La potenza eolica installata in Italia (figura 1.2.8) è cresciuta costantemente dalla fine del 1998; un particolare incremento si è verificato nel corso del 2001 a cui è seguito nel 2002 un rallentamento, proseguito fino a tutto il primo semestre del 2003.

Figura 1.2.7 -Potenza media (kW/turbina) per aerogeneratore installato in Italia. Anni 1995-2002



Fonte: Commissione Europea – DG TREN

Figura 1.2.8 - Contributo dell'energia eolica in Italia. Anni 1992-2002



Fonte: ENEA; Enel (dati 1998), GRTN (dati 1999 - 2002)

<sup>5</sup> La taglia media dei generatori installati nel 2000 è 1120 kW in Germania, 823 kW in Danimarca, 657 kW in Spagna e 892 kW in Olanda. Fonte: Commissione Europea DG TREN.

L'energia prodotta ha fatto registrare un incremento medio annuo dell'83%, dai 400 GWh del 1999 fino ai 1404 GWh del 2002.

In Italia si registra una forte concentrazione di impianti nelle regioni dell'Appennino meridionale e in Sardegna. Nonostante le potenzialità presenti sul territorio, la Calabria è rimasta l'unica regione meridionale poco interessata nella installazione di impianti eolici.

Nelle regioni centro settentrionali si registra una quasi completa assenza di installazioni (con l'eccezione di piccole installazioni in Toscana, Umbria, Liguria ed Emilia Romagna).

### 1.2.2.3 Energia solare fotovoltaica

Gli impianti solari fotovoltaici possono essere raggruppati nelle quattro categorie:

- residenze non collegate alla rete;
- utenze non abitative non collegate alla rete;
- impianti fotovoltaici distribuiti collegati alla rete;
- impianti fotovoltaici centralizzati collegati alla rete.

Gli impianti utilizzano, nella stragrande maggioranza, moduli a base di celle al silicio (a cristallo singolo o multi-cristallino).

A fine 2002 la potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia era pari a 22 MW con un incremento sull'anno precedente del 10%<sup>6</sup> (tabella 1.2.4).

Dei 22 MW, 11,6 MW si riferiscono a impianti non collegati alla rete elettrica e 10,3 MW a impianti collegati alla rete (+24 % rispetto al 2000).

Dal 1995 al 2002 si è verificata una costante, anche se contenuta, crescita della potenza installata (figura 1.2.9) con conseguente incremento della produzione di energia elettrica, stimata a fine 2002 in circa 18,4 GWh (+4,8 % rispetto al 2001).

Tabella 1.2.4 - Installazioni fotovoltaiche per tipo di utilizzo. Anni 1995-2002

<b>Potenza installata (kWp)</b>	<b>1995</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
<b>Impianti collegati alla rete: distribuiti</b>	335	780	905	1155	1635	3620
<b>Impianti collegati alla rete: centralizzati</b>	5850	6590	6715	6715	6715	6715
<b>Impianti non collegati alla rete: domestici</b>	4830	5210	5220	5240	5300	5300
<b>Impianti non collegati alla rete: usi non domestici</b>	4780	5100	5640	5890	6350	6355
<b>Totale</b>	<b>15795</b>	<b>17680</b>	<b>18480</b>	<b>19000</b>	<b>20000</b>	<b>21990</b>

<b>Energia prodotta (MWh)</b>	<b>1995</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
<b>Impianti collegati alla rete: distribuiti</b>	168	391	454	579	820	1815
<b>Impianti collegati alla rete: centralizzati</b>	4997	5629	5736	5736	5736	5736
<b>Impianti non collegati alla rete: domestici</b>	4728	5100	5110	5129	5188	5188
<b>Impianti non collegati alla rete: usi non domestici</b>	4265	4550	5032	5255	5665	5670
<b>Totale</b>	<b>14157</b>	<b>15670</b>	<b>16331</b>	<b>16699</b>	<b>17409</b>	<b>18408</b>

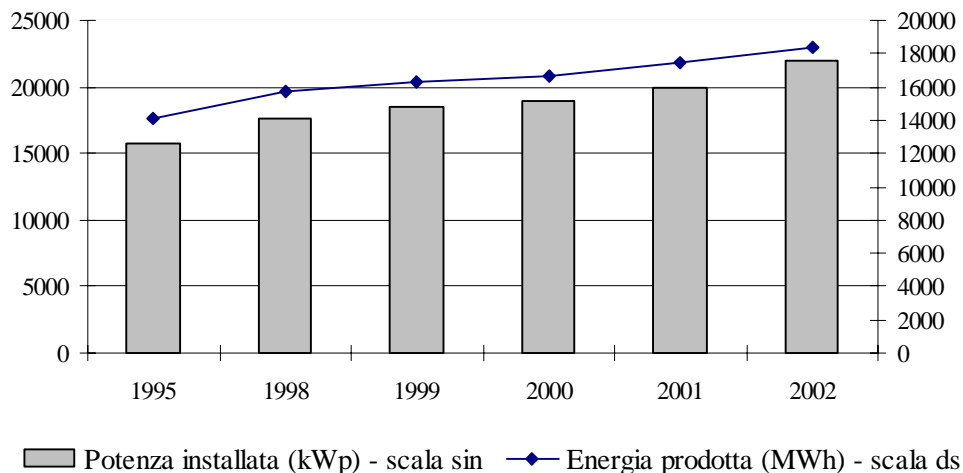
  

<b>Energia primaria (TJ)</b>	<b>51</b>	<b>56</b>	<b>59</b>	<b>60</b>	<b>63</b>	<b>66</b>
------------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Fonte: stime ENEA su dati IEA-PVPS

<sup>6</sup> IEA-PVPS, Annual Report 2002. L'intervallo di variazione dei dati forniti è stimato attorno al 10%.

Figura 1.2.9 - Fotovoltaico: potenza installata e energia prodotta. Anni 1995-2002

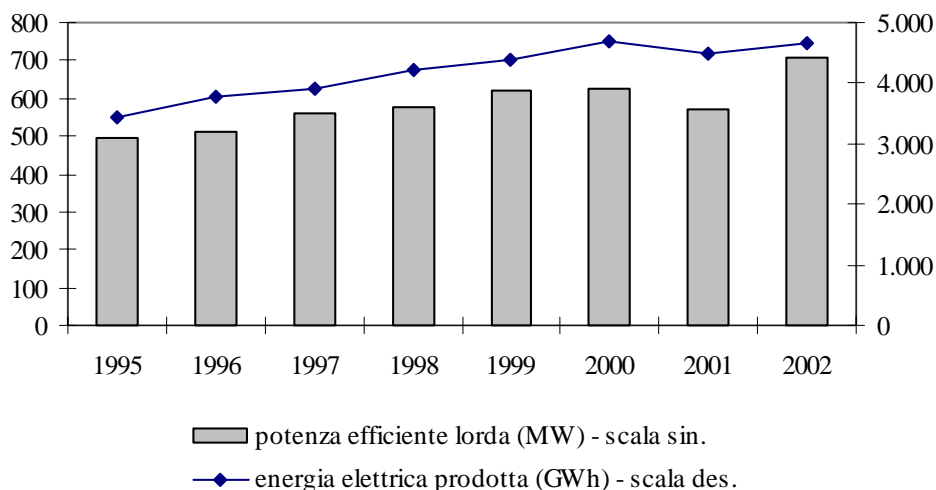


Fonte: stime ENEA su dati IEA-PVPS

#### 1.2.2.4 Energia geotermoelettrica

A fine 2002 la *potenza geotermoelettrica* installata ammontava, secondo i dati GRTN (figura 1.2.10), a 707 MW, concentrati in Toscana e nel Lazio. A parte una diminuzione registrata nel 1994 e nel 2001, l'energia elettrica prodotta dal 1990 è sempre aumentata, passando da 3200 GWh a 4662 GWh nel 2002.

Figura 1.2.10 - Geotermoelettrico: potenza installata e energia prodotta. Anni 1995-2002



Fonte: Enel (1998), GRTN (1999 - 2002)



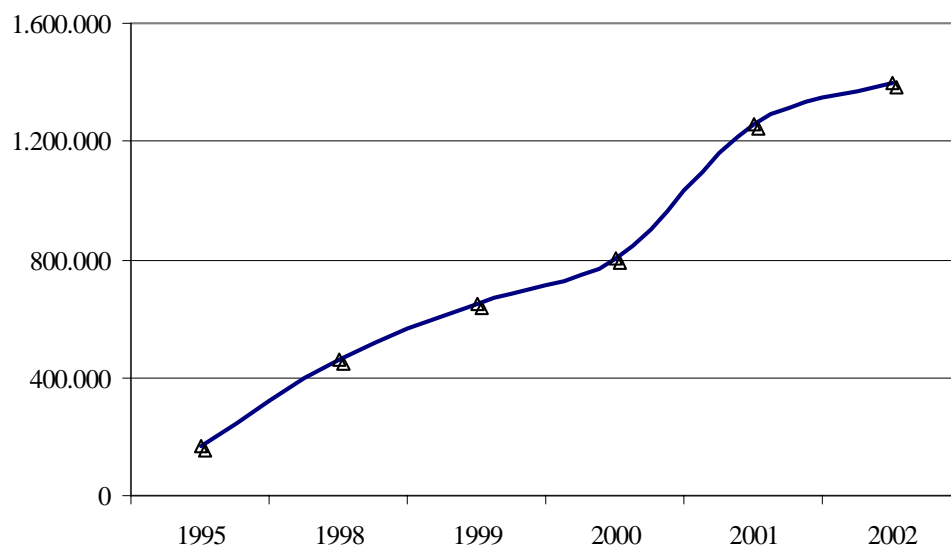
### 1.2.2.5 Energia elettrica prodotta da biomasse

La produzione di energia elettrica da biomasse avviene essenzialmente secondo tre modalità:

- termotrattamento di rifiuti solidi urbani;
- utilizzo di biomasse legnose in impianti collegati alla rete;
- utilizzo di biogas in impianti collegati alla rete.

In molti degli impianti a biomasse si produce calore in cogenerazione. La stima del calore prodotto (non conteggiata in tabella 1.2.1) sarà riportata nel paragrafo 1.3. Su un totale di più di 50 impianti di termotrattamento dei rifiuti operativi sul territorio nazionale a fine 2002, in 4 si recupera solo energia termica (vapore), in 22 si produce energia termica ed elettrica in cogenerazione e nei restanti 24 è prodotta solo energia elettrica. Nel 2002 sono stati recuperati 1.427 GWh di energia elettrica, con un avvio al trattamento di circa 4,3 milioni di tonnellate di rifiuti solidi urbani (RSU). Dal 1995 la produzione di energia da RSU è aumentata di circa 8 volte, dai 168 GWh del 1995 ai 1427 GWh del 2002 (figura 1.2.11). La capacità installata è aumentata di cinque volte, passando dai 73 MW del 1995 ai 378 del 2002.

Figura 1.2.11 - Produzione lorda di energia elettrica da RSU (MWh). Anni 1995-2002



Fonte: elaborazioni su dati APAT, GRTN

La tabella 1.2.5 riporta la produzione di energia elettrica e di calore (nel caso di cogenerazione) in impianti collegati alla rete (di aziende elettriche e autoproduttori) che bruciano legna ed assimilati. La produzione di calore negli impianti di cogenerazione è stata valutata operando secondo i criteri indicati in nota. Nel periodo 1995-2002 la capacità installata è quadruplicata (da 68 MW a 290 MW) mentre l'energia prodotta è aumentata di nove volte, da 116 GWh del 1995 a 1052 GWh del 2002.

Tabella 1.2.5 - Energia elettrica (e calore da cogenerazione) prodotta negli impianti collegati alla rete che bruciano legna ed assimilati

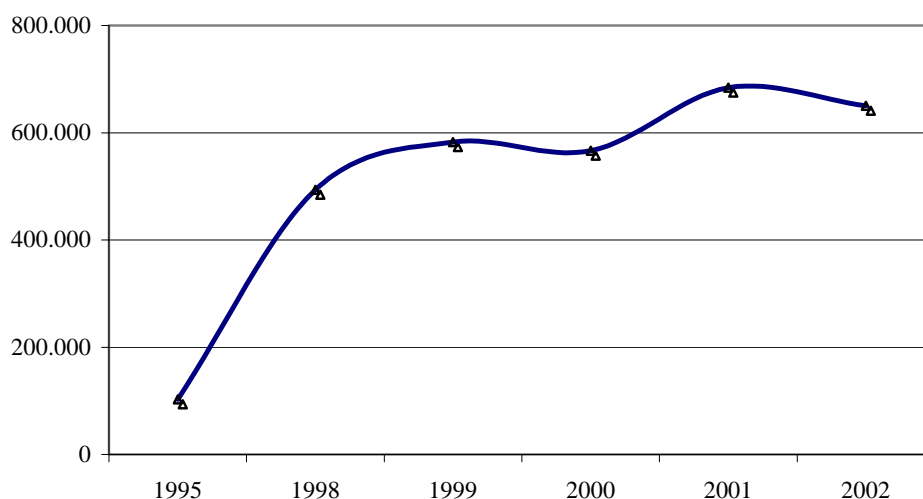
	1995	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Numero di impianti</b>	15	23	25	27	28	34
<b>Potenza efficiente lorda (Mwe)</b>	68	154	198	219	222	290
<b>Potenza termica (MWt) (d)</b>	76	157	272	292	365	271
<b>Energia elettrica prodotta lorda (MWh)</b>	<b>116.100</b>	<b>270.600</b>	<b>586.600</b>	<b>536.600</b>	<b>644.400</b>	<b>1.051.600</b>
<b>Calore (da cogenerazione) (a) (TJ)</b>	<b>923</b>	<b>1909</b>	<b>3308</b>	<b>3544</b>	<b>4432</b>	<b>3293</b>
<b>ENERGIA PRIMARIA (b) (TJ)</b>	<b>2090</b>	<b>4871</b>	<b>10559</b>	<b>9659</b>	<b>11599</b>	<b>18929</b>
<b>Consumo di legna e assimilati (c) (t)</b>	134.826	314.245	681.213	623.148	748.335	1.221.212

Fonte: GRTN

- (a) la produzione di calore (in impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore) è stata stimata dalla produzione di energia elettrica, assumendo un indice elettrico medio del parco impianti (rapporto fra produzione di energia elettrica ed energia termica) pari a 0,5;
- (b) l'energia primaria è stimata dalla produzione totale di energia elettrica, assumendo un rendimento del 20%;
- (c) il consumo di residui legnosi ed assimilati è calcolato dall'energia primaria, considerando un PCI di 15,5 GJ/t.
- (d) la potenza termica installata è stimata dal numero di ore di funzionamento (circa 2700 nel 1996) e dall'energia prodotta in cogenerazione.

A fine 2002 la produzione di energia elettrica da biogas ammontava a 943.000 MWh (figura 1.2.12). Si stima che l' 87% circa della produzione di energia elettrica da biogas provenga da rifiuti organici in discarica. La rimanente parte è prodotta con biogas provenienti da fanghi di depurazione, da deiezioni animali e da residui industriali. Da sottolineare l'apporto di questi impianti nella eliminazione mediante combustione del biogas delle emissioni di metano.

Figura 1.2.12 - Produzione di energia elettrica da biogas (MWh). Anni 1995-2002



Fonte: GRTN

Nel periodo 1995-2002 la produzione è passata da 103 a 943 GWh. Nello stesso periodo la potenza installata è cresciuta da 27 a 224 MW, soprattutto grazie all'incremento di capacità degli impianti che sfruttano i biogas da discarica. Con l'eccezione dell'Abruzzo e della Valle d'Aosta, in tutte le regioni italiane sono presenti impianti connessi alla rete per la produzione di energia elettrica attraverso biomasse, RSU o biogas. La concentrazione maggiore di impianti si registra nelle regioni settentrionali dove è installato il 71% della capacità produttiva totale e la produzione copre il 76% del totale nazionale.

### 1.2.3 Calore

La produzione di calore proviene principalmente da:

- collettori solari termici;
- utilizzi diretti dell'energia geotermica;
- utilizzo della legna da ardere nelle abitazioni;
- impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna;
- impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore;
- biodiesel utilizzato per il riscaldamento;
- calore prodotto in cogenerazione negli impianti a biomasse o rifiuti solidi urbani per la produzione di energia elettrica.

Tabella 1.2.6 - Produzione di calore da fonti energetiche rinnovabili (TJ). Anni 1995-2001

	1995	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Solare termico</b>	293	404	411	456	507	586
<b>Geotermia</b>	8916	8916	8916	8916	8916	8916
<b>Legna da ardere nel settore residenziale</b>	150332	149938	151301	151437	151437	149935
<b>Teleriscaldamento a biomasse</b>	270	426	509	574	785	1062
<b>Legna utilizzata nelle industrie</b>	39600	39600	39600	39600	39600	39600
<b>Biocombustibili per uso riscaldamento (1)</b>	2155	372	471	829	1088	1175
<b>Cogenerazione da impianti a biomasse (2)</b>	1930	2880	4905	6419	9632	9399
<b>Totale</b>	<b>203496</b>	<b>202536</b>	<b>206113</b>	<b>208231</b>	<b>211965</b>	<b>210673</b>

<sup>1</sup> Nella presente tabella si considera solo la quota di produzione ad uso riscaldamento (50% nel 1995, 30% per gli altri anni).

<sup>2</sup> Il calore prodotto in cogenerazione non è compreso nell'equivalente fossile sostituito della tabella 1.2.1.

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di varia provenienza.

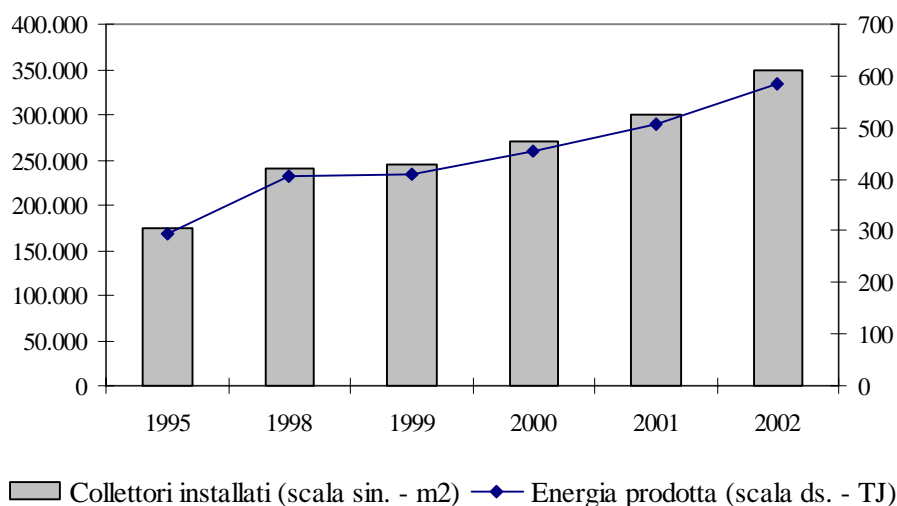
Nel 2002 il contributo principale alla produzione di calore da fonti energetiche rinnovabili proviene dall'utilizzo della legna da ardere nel settore residenziale (71,2% del totale).

Rilevante è anche l'utilizzo di residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore negli impianti industriali (18,8%). La geotermia e la cogenerazione in impianti per la produzione di energia elettrica collegati alla rete coprono rispettivamente il 4,2% e il 4,5% della produzione totale di calore da FER. Il rimanente 1,4% della produzione è suddiviso tra teleriscaldamento a biomasse, solare termico e utilizzo di biocombustibili per riscaldamento.

### 1.2.3.1 Solare termico

La diffusione di pannelli solari per acqua calda in Italia è stata recentemente valutata in 271.000 m<sup>2</sup> installati alla fine del 2000<sup>7</sup>, per una produzione complessiva di 456 TJ. Ipotizzando<sup>8</sup> per il 2002 un incremento della superficie installata fino a 348.050 m<sup>2</sup>, la produzione salirebbe a 586 TJ.

Figura 1.2.13 - Energia solare termica. Anni 1995-2002



Fonte: elaborazioni ENEA su dati di origine diversa

### 1.2.3.2 Energia geotermica: usi diretti

Lo sfruttamento delle acque calde è sovente di interesse economico ed offre spesso prospettive attraenti, particolarmente nel settore del riscaldamento di ambienti (serre od edifici), nell'acquacoltura ed in processi industriali. In Italia, la maggiore realizzazione geotermica nel settore agricolo è quella nella zona del Monte Amiata, in Toscana. Qui il vapore di scarico della centrale geotermoelettrica di Piancastagnaio, da 15 MW, invece di essere scaricato liberamente nell'atmosfera, viene fatto condensare. L'acqua calda così prodotta, a 90 °C, è utilizzata per il riscaldamento di 230.000 m<sup>2</sup> di serre. Il risparmio di combustibili fossili realizzato è di 68.000 tep per anno. Calore geotermico per il riscaldamento di serre è impiegato anche nelle aree di Civitavecchia e Larderello. Il progetto più notevole realizzato per il riscaldamento di edifici è quello del riscaldamento geotermico di 14.000 appartamenti del centro storico di Ferrara, utilizzando acqua calda a 102 °C rinvenuta a 4 km dalla città a 1300 m di profondità. Sono estratti 250 m<sup>3</sup>/h di acqua. Il pozzo di produzione fornisce 6 milioni di kcal/h. Il risparmio di combustibile si valuta attorno ai 12.000 tep per anno. Altre realizzazioni nel settore del teleriscaldamento sono quelle di Vicenza, di Castelnuovo Val di Cecina ed AQUI Terme. Gli usi diretti dell'energia geotermica in Italia, per il 1998, si ritengono uguali a quelli riportati per il 1997, censiti da Enel<sup>9</sup>. L'energia totale ammonta a circa 3600 TJ (86 ktep) per anno con una potenza di picco attorno ai 300 MW<sub>t</sub>.

<sup>7</sup> Fonte: EurObserv'ER.

<sup>8</sup> Non sono al momento disponibili dati regionali e i dati sulla superficie installata a livello territoriale riportati nel presente paragrafo si basano su ipotesi di sviluppo formulate da esperti ENEA.

<sup>9</sup> G. Allegrini, G. Cappetti, F. Sabatelli, Geothermal Development in Italy: Country Update Report, presented at the World Geothermal Congress, Florence 18-31 May 1995.

Vanno poi aggiunte le utilizzazioni, assai numerose in Italia, nella balneologia e nella balneoterapia, con temperatura inferiore ai 40 °C. Esse furono stimate in circa 127 ktep (5.316 TJ), con una potenza termica di picco di circa 380 MW<sub>t</sub><sup>10</sup>.

Tabella 1.2.7 - Riepilogo geotermia usi diretti

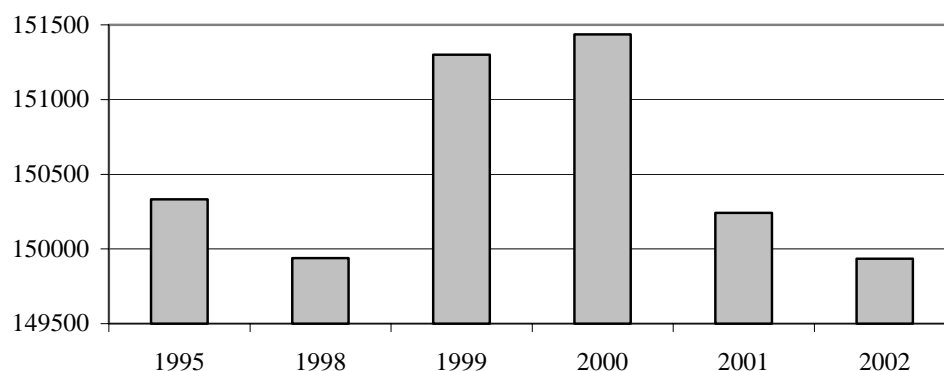
	1995	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Potenza di picco (MWt)</b>	680	680	680	680	680	680
<b>Energia termica recuperata (Mtep)</b>	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213
<b>ENERGIA PRIMARIA (TJ)</b>	8 916	8 916	8 916	8 916	8 916	8 916

Fonte: stime ENEA su dati di origine diversa

### 1.2.3.3 Utilizzo della legna da ardere nelle abitazioni

L'apporto di gran lunga più importante alla generazione di calore per mezzo di fonti energetiche rinnovabili proviene dall'utilizzo della legna da ardere nelle abitazioni (151.301 TJ nel 1999).

Figura 1.2.14 - Calore prodotto utilizzando legna da ardere nelle abitazioni (TJ). Anni 1995-2002



Fonte: ENEA

Questo dato è risultato di una nuova indagine statistica sulle famiglie italiane, condotta per conto dell'ENEA. L'indagine ha permesso di stimare un consumo nazionale di combustibili vegetali pari a 14,6 milioni di tonnellate, equivalente ad un consumo medio per famiglia utilizzatrice stimabile in 3,07 t (anno 1999). Per il 2002 si stima una produzione di energia di poco inferiore a i 150.000 TJ. Sempre con riferimento all'anno 1999, il consumo in Italia di biomasse è prevalentemente caratterizzato dall'impiego di legna, che rappresenta il 98,5% della quantità complessiva di combustibili vegetali consumati. La sansa, la carbonella e i gusci di mandorla/nocciola risultano combustibili vegetali marginali anche analizzando le rispettive quantità consumate. L'analisi delle quantità utilizzate dei singoli combustibili vegetali a livello regionale ha evidenziato un consumo generalizzato di legna e carbonella a livello territoriale, mentre i consumi di sansa e

<sup>10</sup> R. Cataldi, G.C. Ferrari, C.G. Palmerini, F. Sabatelli, Comparative Progress Report 1985-1989 and Projections on Future Development of Geothermal Energy in Italy, Proceedings, 1990 Intern. Symp. on Geothermal Energy, Kailua-Kona, HI, Geother. Resour. Council. Trans. 14, p. 147-159.

gusci di mandorle/nocciole si concentrano nelle relative zone di produzione: l’Abruzzo è caratterizzato da consumi elevati di sansa e gusci di mandorla/nocciola, in Puglia si individuano quantità ingenti di sansa e nel Lazio di gusci di mandorla/nocciola.

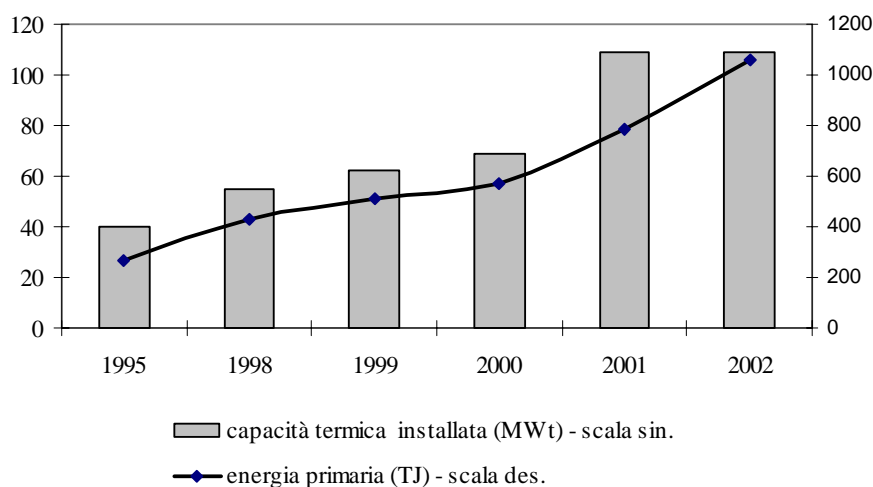
Negli ultimi anni si stanno diffondendo gli usi di legno sminuzzato (*chips*) e di legno pastigliato (*pellets*) in impianti automatizzati; questi impianti utilizzano sia prodotti già disponibili, ad esempio sansa esausta, sia scarti di segherie, sia infine anche importato (si valuta una produzione nazionale nel 2001 di 70.000 tonnellate di pastiglie su un consumo di circa 100.000 tonnellate). Questi impianti hanno rendimenti vicini a quelli dei vecchi impianti a gasolio.

#### 1.2.3.4 Impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna e assimilati

La diffusione di impianti per il teleriscaldamento alimentati con biomasse ligneo-cellulosiche è limitata alla Provincia di Bolzano (dove la potenza installata in relazione all’estensione del territorio evidenzia una diffusione di assoluto valore anche a livello dell’Unione Europea) e al Piemonte.

A fine 2000 sono entrati in funzione altri 5 impianti di teleriscaldamento alimentati da biomasse legnose: due impianti sono localizzati in Valle d’Aosta (Pollein e Morgex), uno in provincia di Trento (Cavalese) e due in provincia di Sondrio (Tirano e Sondalo). Gli impianti di Sondalo e Tirano, in particolare, utilizzano come combustibile materiale di scarto consegnato settimanalmente dalle segherie locali. Per il periodo 2002-2003 è previsto un notevole incremento delle utenze servite dalla rete di distribuzione dei due impianti che, verosimilmente, raddoppieranno la produzione attuale.

Figura 1.2.15 - Impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna, residui legnosi o altri residui solidi, capacità termica installata ed energia primaria sostituita



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Regione Piemonte, Provincia di Bolzano, FIPER

#### 1.2.3.5 Calore prodotto (esclusivamente) per essere utilizzato sul posto in industrie che bruciano legno, residui legnosi ed altri residui solidi

Una stima ENEA relativa all’anno 1993, rilevava la presenza sul territorio nazionale di 1300 impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore; l’apporto di tali impianti al bilancio energetico nazionale (943 ktep) assume dimensioni rilevanti, anche se la mancanza di rilevazioni successive non permette di fornire valutazioni circa l’evoluzione del fenomeno.

Tabella 1.2.8 - Numero di impianti, capacità termica installata e consumo di legno, residui legnosi e altri residui solidi

	1995	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Numero di impianti</b>	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300
<b>Capacità installata (MWt)</b>	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
<b>Consumo di legno, residui legnosi, altri residui solidi (1000 t)</b>	2.560	2.560	2.560	2.560	2.560	2.560
<b>ENERGIA PRIMARIA (TJ)</b>	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600

Fonte: ENEA

### 1.2.3.6 Calore prodotto in cogenerazione negli impianti a biomasse o rifiuti solidi urbani per la produzione di energia elettrica

Nella tabella 1.2.9 si riporta il numero di impianti che corrisponde al numero di aziende censite. La produzione di calore negli impianti di cogenerazione è stata valutata operando secondo i criteri indicati in nota.

Tabella 1.2.9 - Energia elettrica e calore da cogenerazione prodotto negli impianti collegati alla rete alimentati a biomasse

		1995	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rifiuti solidi urbani</b>	<b>GWh</b>	14	205	418	537	946	1006
	<b>TJ</b>	400	600	1224	2497	4396	4676
<b>Legna e assimilati</b>	<b>GWh</b>	103	212	368	394	492	366
	<b>TJ (1)</b>	923	1909	3308	3544	4432	3293
<b>Biogas</b>	<b>GWh</b>	67	41	42	42	89	159
	<b>TJ (1)</b>	607	371	374	378	805	1430
<b>Totale</b>	<b>GWh</b>	<b>184</b>	<b>458</b>	<b>827</b>	<b>973</b>	<b>1527</b>	<b>1531</b>
	<b>TJ</b>	<b>1930</b>	<b>2880</b>	<b>4905</b>	<b>6419</b>	<b>9632</b>	<b>9399</b>

(1) Si ipotizza un indice elettrico medio pari a 0,5 e un tasso di rendimento degli impianti del 20%

Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRTN

### 1.2.3.7 Biodiesel

Il consumo di biodiesel ammontava a 66 ktep di energia sostituita nel 2000 e ad 87 nel 2001. Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel, che è passato dal quasi totale uso per riscaldamento ad una suddivisione tra il riscaldamento (70%) e l'autotrazione (30%) fino all'attuale tendenza che vede l'utilizzo in autotrazione (70%) prevalere su quello per il riscaldamento (30%). Per il 2002 si stima un consumo pari a 94 ktep di energia sostituita, corrispondente alle 144.000 t di olio grezzo da semi di colture oleaginose previsto dal "Programma Nazionale per la Valorizzazione delle Biomasse Agricole e Forestali (PNVBAF)".

L'apice della produzione di biodiesel da semi nazionali risale alle campagne 1994-1995 e 1995-1996. Nella campagna 1996-1997, la produzione ha avuto un calo attestandosi poco sopra le 30.000 t. La campagna seguente (1997-1998) ha fatto registrare una marcata riduzione della produzione nazionale (quasi 8.000 t) e la ripresa progressiva delle importazioni di olio a diversi gradi di raffinazione. Dalla campagna 1998-1999 si registra una ininterrotta crescita della produzione garantita dal contingente defiscalizzato e dalla disponibilità di materia prima, soprattutto oli vegetali di importazione. Infatti, l'attuale produzione nazionale supera di poco le 11.000 t e non sembra destinata a raggiungere i livelli della campagna 1994-1995 (oltre 54.000 t) mentre l'olio importato acquista un peso sempre maggiore.

### **BOX – I provvedimenti normativi per lo sviluppo del biodiesel**

Sul rilancio della produzione di biodiesel hanno influito in maniera particolare alcuni provvedimenti normativi, in particolare il decreto del Ministero delle Finanze n. 219 del 22/5/98, recante norme sul contingente di biodiesel ammesso all'esenzione dall'accisa, nell'ambito di un progetto pilota di durata triennale che fissava alcuni punti essenziali per la produzione e l'utilizzo del biodiesel e introduceva alcune importanti novità.

Le più significative riguardavano la commercializzazione e l'utilizzo del biodiesel e le materie prime da cui poteva essere ottenuto. Per quanto concerne la commercializzazione, la novità introdotta consisteva nel considerare le miscele gasolio/biodiesel con contenuto di biodiesel minore o uguale al 5% alla stregua del gasolio minerale, permettendo di inviare tali miscele al consumo sia presso utenti extrarete sia in rete. Per miscele contenenti un quantitativo di biodiesel superiore al 5% restava, invece, l'obbligo del consumo extrarete.

Per quanto concerne l'utilizzo delle materie prime, col decreto suddetto veniva eliminato il vincolo di approvvigionamento di oli provenienti da coltivazioni *set-aside*. Inoltre, per la produzione di biodiesel si potevano utilizzare oli vegetali e loro derivati e quindi anche sottoprodotti della lavorazione quali acidi grassi e oli acidi.

L'art. 21 della Legge Finanziaria per il 2001 stabiliva che, a partire dal 1° luglio 2001, il contingente defiscalizzato venisse elevato da 125.000 t/anno a 300.000 t/anno e autorizzava il MAP alla realizzazione di un progetto pilota che, in deroga a quanto previsto dall'articolo 2, comma 4, del succitato decreto del Ministro delle Finanze 22 maggio 1998, n. 219, prevedesse l'avvio al consumo del "biodiesel" puro presso utenti in rete, a partire dalle aree urbane a maggiore concentrazione di traffico.



## **Capitolo 2**

# **ANALISI DI SCENARIO SULLE POTENZIALITÀ DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI**



## 2.1. PREMESSA

L'obiettivo di questo capitolo è duplice. In primo luogo, ci si propone di delineare un quadro dell'evoluzione *di riferimento* del ruolo delle diverse fonti energetiche rinnovabili (FER) nel breve, nel medio e nel lungo periodo, a tre livelli di disaggregazione territoriale (globale, europeo, italiano). In secondo luogo, dopo aver individuato per ogni livello territoriale un obiettivo circa il ruolo delle FER nel sistema energetico di riferimento, che possa essere visto come il *potenziale realistico di sfruttamento* delle FER, viene valutata la distanza che separa l'evoluzione *di riferimento* da quella auspicata e dunque la *plausibilità* delle attese di sfruttamento.

In particolare, l'analisi delle possibilità di sfruttamento delle FER nel sistema energetico italiano viene approfondita mediante l'analisi di alcuni risultati ottenuti con il modello tecnologico-economico Markal-Macro Italia, con il quale si sono costruiti alcuni scenari di sviluppo del sistema energetico italiano, che permettono tra l'altro di analizzare la competitività di costo delle diverse tecnologie rinnovabili e di arrivare ad una prima valutazione del nuovo sistema di incentivazione delle FER, al momento in fase di attuazione.

## 2.2. SCENARI GLOBALI

Una delle ragioni fondamentali alla base della costruzione di scenari energetici sta nella capacità di un insieme di diversi scenari di rappresentare l'insieme delle possibili evoluzioni del sistema energetico. Ciò è tanto più vero nel lungo periodo, quando uno scenario si differenzia sempre più da una previsione, mentre una molteplicità di scenari diversi permette di ricavare un *quadro* delle evoluzioni possibili del sistema oggetto di studio, fornendo ai *policy maker* informazioni utili per le loro decisioni. In particolare, gli scenari di lungo periodo sono gli unici in grado di fornire indicazioni riguardo ad una questione per definizione di lungo periodo come la stabilizzazione del clima globale, evidenziando le conseguenze di lungo periodo di diverse possibili scelte di *policy*. E visto il legame molto stretto tra questione climatica e tecnologie che non emettano gas serra come le fonti rinnovabili, sembra utile indagare l'evoluzione del consumo mondiale di tali fonti in diversi scenari di lungo periodo. Particolarmente utile appare un esame sia degli scenari *di riferimento* sia di quelli che permettono la stabilizzazione del clima, attraverso un'analisi delle caratteristiche fondamentali di questi ultimi e della correzione che essi implicano rispetto agli scenari rappresentativi delle tendenze attuali.

Per questa analisi gli scenari considerati sono i sei scenari IIASA-WEC del 1998 e i sette scenari "principali" contenuti nel lavoro dell'IPCC del 2000<sup>1</sup>.

### 2.2.1 Il ruolo delle fonti rinnovabili in alcuni scenari di riferimento

La possibilità di uno sviluppo *sostenibile* (soprattutto riguardo alla questione del cambiamento climatico) include chiaramente tra le opzioni strategiche l'uso massiccio e crescente di fonti rinnovabili. E l'immagine complessiva che emerge dall'insieme degli scenari di lungo periodo (figura 2.2.1) è in effetti quella di una crescita delle FER continua e crescente nel tempo (a differenza di quanto previsto per il breve periodo): nel 2050 la gran parte degli scenari ne prevedono un consumo almeno triplo rispetto all'anno base (il 1990, anno nel quale il consumo

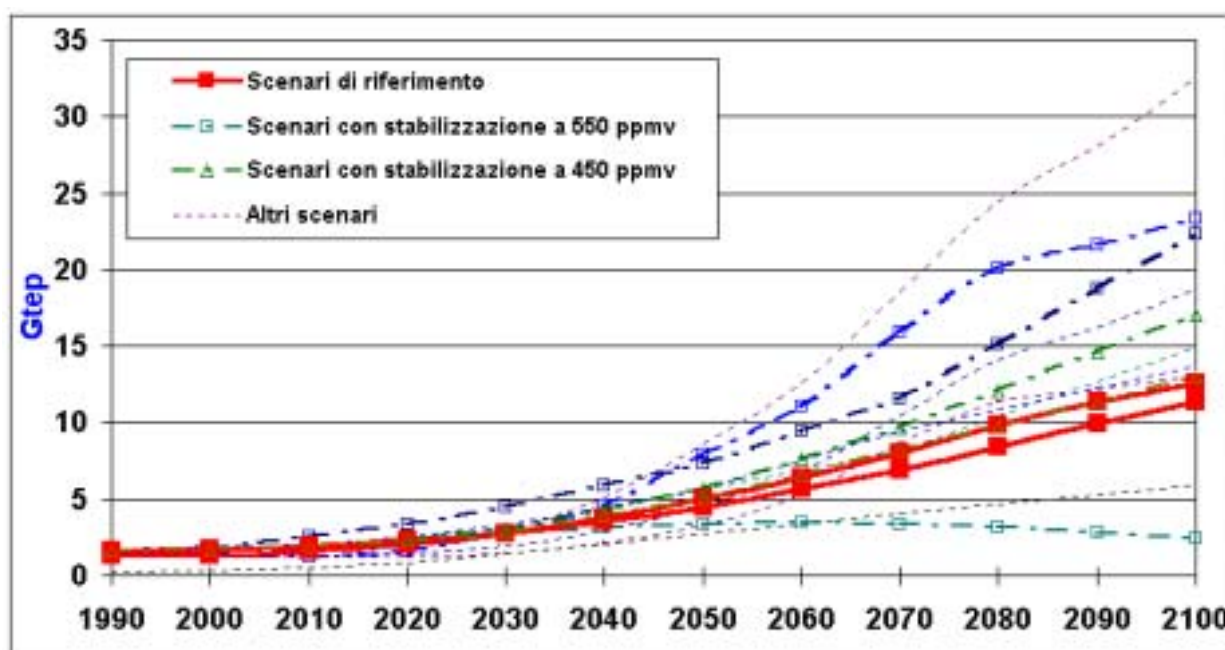
---

<sup>1</sup> Gli scenari analizzati sono i seguenti: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Emission Scenarios 2000*, 40 scenari di lungo periodo (fino al 2100) costruiti a partire da 4 *storyline* e riconducibili a 7 gruppi, ciascuno rappresentato da un "marker scenario"; Institute for Applied System Analysis (IIASA) e World Energy Council (WEC), *Global Energy Perspectives 1998*, 6 scenari di lungo periodo (fino al 2100) suddivisi in 3 gruppi ("high growth", "middle course" ed "ecologically driven").

mondiale di energia da fonti rinnovabili era stimato intorno ai 1500 Mtep), ed in nessuno degli scenari il consumo è meno che doppio.

In particolare, negli scenari *di riferimento* l'energia da fonti rinnovabili cresce in modo molto limitato almeno fino al 2030, cosicché la quota di FER sui consumi totali di energia primaria resta praticamente costante, dopodiché comincia a crescere in modo sostenuto sia in valore assoluto sia in termini relativi, arrivando a 5 Gtep nel 2050 (con una quota sui consumi totali di energia primaria superiore al 20%) e superando i 10 Gtep nel lunghissimo periodo, quando le FER arrivano a rappresentare circa 1/3 del consumo totale di energia.

Figura 2.2.1 - Energia da fonti rinnovabili in tredici scenari di lungo periodo



### 2.2.2 Un obiettivo per il sistema energetico globale: la “stabilizzazione del clima”

La differenziazione degli scenari energetici tra scenari con stabilizzazione del clima e scenari senza stabilizzazione richiede in primo luogo la definizione del significato di “stabilizzazione del clima”. Seguendo la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, per stabilizzazione del clima si può intendere la stabilizzazione del livello di concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera su livelli che possano essere considerati “non dannosi”. Per tradurre poi tale obiettivo in termini quantitativi, in questa analisi si colloca il livello di concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera a 550 parti per milione in volume - ppmv (vedi Box 1 per un’argomentazione).

In quel che segue, pertanto, si sono considerati “scenari con stabilizzazione” gli scenari caratterizzati dalla stabilizzazione della concentrazione di CO<sub>2</sub> su livelli minori o uguali ai 550 ppmv (entro il 2100), e che inoltre non presentino emissioni annue illimitatamente crescenti (e dunque concentrazione illimitatamente crescente).

### Box - Alcune questioni fondamentali sulla “stabilizzazione del clima”

Perché dagli scenari sia possibile ricavare delle indicazioni sul tema della stabilizzazione del clima è necessario chiarire alcune questioni fondamentali.

1) Riguardo al rapporto tra attività umana, concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera e cambiamenti climatici, una recente ed autorevole condotta dall'Accademia delle Scienze degli Stati Uniti<sup>2</sup> concorda in sostanza con le valutazioni dell'IPCC, e conclude che: a) l'accumulazione dei gas serra nell'atmosfera terrestre deriva probabilmente in gran parte dall'attività umana, sebbene vi sia anche una componente significativa di variabilità naturale; b) la temperatura terrestre sta effettivamente salendo, e gran parte del riscaldamento globale è dovuto all'aumento della concentrazione di CO<sub>2</sub>; l'Accademia rimanda poi all'IPCC per la misura del prevedibile aumento della temperatura nei prossimi cento anni, mentre lascia aperta la questione relativa al livello di concentrazione che può essere considerato “non dannoso” per il clima.

2) Riguardo al significato di “stabilizzazione del clima”, si può ricorrere all'art. 2 dell'UNFCCC:

*“Obiettivo ultimo della United Nations Framework Convention on Climate Change e di ogni strumento legislativo collegato che la Conferenza delle Parti possa adottare è quello di pervenire, in conformità con le previsioni della Convenzione, alla stabilizzazione della concentrazione in atmosfera dei gas ad effetto serra ad un livello tale da prevenire pericolose interferenze con il sistema climatico. Questo livello dovrebbe essere raggiunto in un arco di tempo tale da permettere agli ecosistemi di adattarsi naturalmente al cambiamento climatico, per assicurare che non sia minacciata la produzione di cibo e per consentire che lo sviluppo economico proceda in modo sostenibile.”*

3) Mentre nella comunità scientifica non c'è ancora convergenza su cosa si intenda per “livello tale da prevenire pericolose interferenze con il sistema climatico”, è invece consolidata l'opinione che la variabile più importante per determinare il livello cui si stabilizzerà la concentrazione di carbonio in atmosfera è la quantità di emissioni cumulate nel tempo, più significativa delle emissioni annue<sup>3</sup>. Data infatti la lunga permanenza in atmosfera dei principali gas ad effetto serra (compresa per la CO<sub>2</sub> tra i 50 e i 200 anni), la concentrazione degli stessi in atmosfera risponde solo molto lentamente a variazioni delle emissioni annue.

4) Per quello che riguarda il rapporto che esiste tra le emissioni cumulate (nel corso del ventesimo secolo) e la concentrazione di carbonio in atmosfera, il Second Assessment Report dell'IPCC<sup>4</sup> identifica tre livelli di concentrazione, cui corrispondono (approssimativamente) tre livelli di emissioni cumulate al 2100: 650 Gt C => 450 ppmv; 1000 Gt C => 550 ppmv; 1200 Gt C => 650 ppmv.

5) La relazione esistente tra concentrazione di carbonio e temperatura (*climate sensitivity*) è misurata in genere dalla risposta della temperatura di equilibrio al raddoppio della concentrazione di anidride carbonica in atmosfera. Considerando il campo di variazione comunemente accettato, un raddoppio della concentrazione produce un incremento della temperatura media compreso tra 1,5 °C e 4,5 °C.<sup>5</sup>

6) Riguardo infine al massimo livello di concentrazione che può essere considerato “ammissibile”, non esiste una misura univoca del livello di concentrazione superato il quale diventano molto probabili le “pericolose interferenze con il sistema climatico” citate nell'art. 2 dell'UNFCCC. Se però si considerano le indicazioni che provengono dalla letteratura più recente, secondo cui anche una concentrazione di 450 ppmv può avere conseguenze significative sul clima, sembra che un livello di 550 ppmv sia già un livello limite, perché<sup>6</sup>: a) il raggiungimento della nuova temperatura di equilibrio, dopo l'aumento in atto, potrebbe richiedere molti secoli, ed è compreso, per la stabilizzazione a 450 ppmv, tra 1,5 °C e 3,9 °C sopra il livello del 1990; b) il campo di variazione previsto per l'innalzamento del livello del mare dovuto all'espansione termica è compreso, in condizioni di equilibrio, tra 0,5 e 2 metri per un raddoppio della concentrazione di CO<sub>2</sub> (dal livello pre-industriale di 280 ppmv a 560 ppmv), mentre

<sup>2</sup> Committee on the science of climate change, Division on Earth and Life Studies, National Research Council, *Climate change science. An analysis of some key questions*, National Academy Press, Washington D.C., 2001.

<sup>3</sup> Cfr. IPCC, *IPCC Second Assessment – Climate Change, Second Assessment Synthesis of Scientific-Technical Information Relevant to Interpreting Article 2 of the UNFCCC*, Geneva, Switzerland.

<sup>4</sup> Ibidem, pag. 11.

<sup>5</sup> Cfr. IPCC, *Climate Change 2001: the Scientific Basis (contribution of Working Group I to the Third Assessment Report)*, Summary for Policymakers, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2001, pag. 13.

<sup>6</sup> Si veda IPCC, *Climate Change 2001: the scientific basis*, 2001, cit.

<sup>7</sup> Cfr. European Commission, Report from the Commission under Council Decision 93/389/EEC, *Second evaluation of national programmes under the monitoring mechanism of Community CO<sub>2</sub> and other greenhouse gas emissions. Progress towards the community CO<sub>2</sub> stabilisation targets*, COM(96)91 final, 1996.

<sup>8</sup> Cfr. Leemans R., Hootsman R., *Ecosystem vulnerability and climate protection goals*, Report n. 481508004, RI VM, 1998.

<sup>9</sup> Cfr. IPCC, *Climate Change 2001*, cit.

l'innalzamento riscontrato nel corso del 20° secolo è compreso tra 0,1 e 0,2 metri; c) sono stati proposti anche altri obiettivi di "sostenibilità ambientale", come un incremento della temperatura globale di 2 °C rispetto al livello pre-industriale<sup>7</sup>, oppure di 0,1 °C per decennio<sup>8</sup>, ed entrambi portano a fissare un obiettivo di concentrazione compreso tra i 450 e 500 ppmv. d) infine, dato "l'ampio margine di incertezza circa l'ammontare del riscaldamento che può derivare da ciascun livello di stabilizzazione della concentrazione dei gas ad effetto serra, e l'inerzia e l'incertezza dei sistemi climatici, ecologici e socio-economici", devono essere considerati dei margini di sicurezza quando si fissano strategie, obiettivi e tempi di attuazione volti ad evitare pericolose interferenze con il sistema climatico"<sup>9</sup>.

### 2.2.3 La penetrazione delle fonti rinnovabili negli scenari con "stabilizzazione del clima"

Stabilito il criterio per differenziare gli scenari in base alle loro conseguenze sul clima globale, dalla sua applicazione all'insieme degli scenari di lungo periodo esaminati emerge che solo cinque di essi (su tredici) possono essere considerati scenari "con stabilizzazione del clima". Si tratta di cinque scenari in cui la crescita economica è accompagnata da una riduzione particolarmente sostenuta dell'intensità energetica dell'economia e/o da politiche e misure ambientali:

- š lo scenario A1T dell'IPCC assume una crescita economica molto sostenuta (con una significativa riduzione delle differenze regionali), una crescita della popolazione globale fino ad un picco intorno alla metà del secolo e una rapida introduzione di tecnologie più efficienti, che portano anche ad una accelerazione nell'incremento delle fonti rinnovabili;
- š lo scenario B1 dell'IPCC descrive un mondo che "converge", con un'evoluzione della popolazione simile a quella dello scenario A1, ma una crescita economica meno forte ed una veloce transizione del sistema verso una "service and information economy", caratterizzata dalla riduzione nell'uso dei materiali e dall'introduzione di tecnologie pulite ed efficienti;
- š lo scenario IIASA-WEC A3, nel quale la crescita economica è simile a quella dello scenario IPCC B1, è caratterizzato soprattutto dalla graduale eliminazione delle fonti fossili che, grazie a forti cambiamenti tecnologici divengono meno convenienti rispetto al nucleare e alle nuove fonti rinnovabili;
- š i due scenari IIASA-WEC C1 e C2, nei quali la crescita economica può essere considerata "media", presentano un futuro in cui c'è progresso tecnologico e cooperazione internazionale e in cui sono adottate politiche e misure finalizzate alla protezione dell'ambiente e all'incremento dell'equità: nello scenario C1 il nucleare è una tecnologia di transizione, superata entro la fine del ventunesimo secolo; nello scenario C2 viene sviluppata una nuova generazione di reattori nucleari, intrinsecamente sicuri e di piccola taglia, in grado di trovare ampia e diffusa accettabilità sociale.

I cinque scenari in questione possono essere suddivisi in due sottogruppi, corrispondenti ad altrettanti livelli di stabilizzazione della concentrazione di CO<sub>2</sub> (al 2100): i primi tre scenari stimano emissioni cumulate (nel secolo) intorno a 1.000 GtC, da cui deriverebbe una concentrazione di 550 ppmv; i due scenari IIASA-WEC C1 e C2 permettono invece di stabilizzare la concentrazione ad un livello inferiore (450 ppmv).

Questi ultimi sono gli unici a ipotizzare l'utilizzo di politiche e misure di riduzione delle emissioni, che permetterebbero emissioni cumulate nette fino al 2100 inferiori a 600 GtC.

Nessuna delle altre tipologie di scenario è invece in grado di permettere la stabilizzazione del clima, almeno nei termini in cui è stata qui definita.

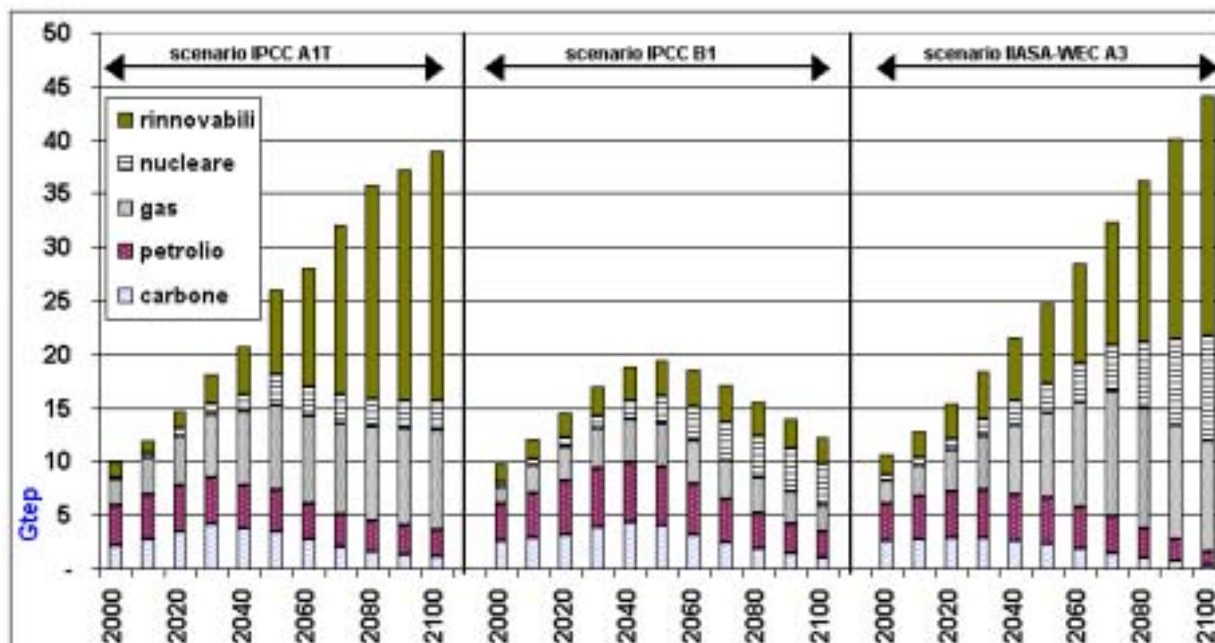
Per un'analisi più approfondita del ruolo delle fonti rinnovabili negli scenari con stabilizzazione (sui due livelli visti qui), e della distanza che separa questi ultimi dagli scenari nei quali questo obiettivo non viene raggiunto, è necessario tenere presente la distinzione tra valori *assoluti* e

*relativi*. In termini di dimensione assoluta il consumo di energia da fonti rinnovabili non è massimo negli scenari con stabilizzazione della concentrazione sul livello più basso (450 ppmv), perché la dimensione assoluta è ovviamente legata anche al consumo totale di energia, che negli scenari con stabilizzazione a 450 ppmv è mediamente inferiore a quello degli scenari con stabilizzazione a 550 ppmv. Se si considerano invece i valori relativi, cioè la quota del consumo totale di energia coperta dalle fonti rinnovabili, negli scenari con stabilizzazione (e solo in questi) questa quota è nel 2050 almeno pari al 30%, e nel lunghissimo periodo tende a superare il 50%<sup>10</sup>.

Inoltre, è interessante il confronto tra gli scenari con stabilizzazione a 550 ppmv (rappresentati in figura 2.2.2) e quelli con stabilizzazione a 450 ppmv (rappresentati in figura 2.2.3): nei primi (550 ppmv), dati i maggiori consumi totali di energia primaria, vi è un maggiore uso di fonti rinnovabili in termini assoluti; ma nei secondi (450 ppmv) il peso percentuale delle fonti rinnovabili sui consumi totali di energia primaria è significativamente più elevato che negli scenari con stabilizzazione a 550 ppmv, nei quali il più modesto obiettivo ambientale fa sì che il ruolo delle tre fonti fossili sia ancora significativo alla fine dell'orizzonte temporale, e resti maggioritario per gran parte secolo.

Quello che importa per la stabilizzazione, dunque, è che l'intera struttura del sistema energetico, rappresentata meglio dalla distribuzione del consumo per fonte primaria che dal consumo assoluto di ogni fonte, sia compatibile con essa. Nei due scenari con stabilizzazione a 450 ppmv, infatti, il ruolo delle fonti fossili si riduce progressivamente, e nel lungo periodo diventa assolutamente minoritario. A ciò si aggiunge inoltre un consumo totale di energia primaria pari a circa la metà di quello previsto in due dei tre scenari con stabilizzazione a 550 ppmv, per quanto tale consumo risulti ancora in crescita alla fine del secolo.

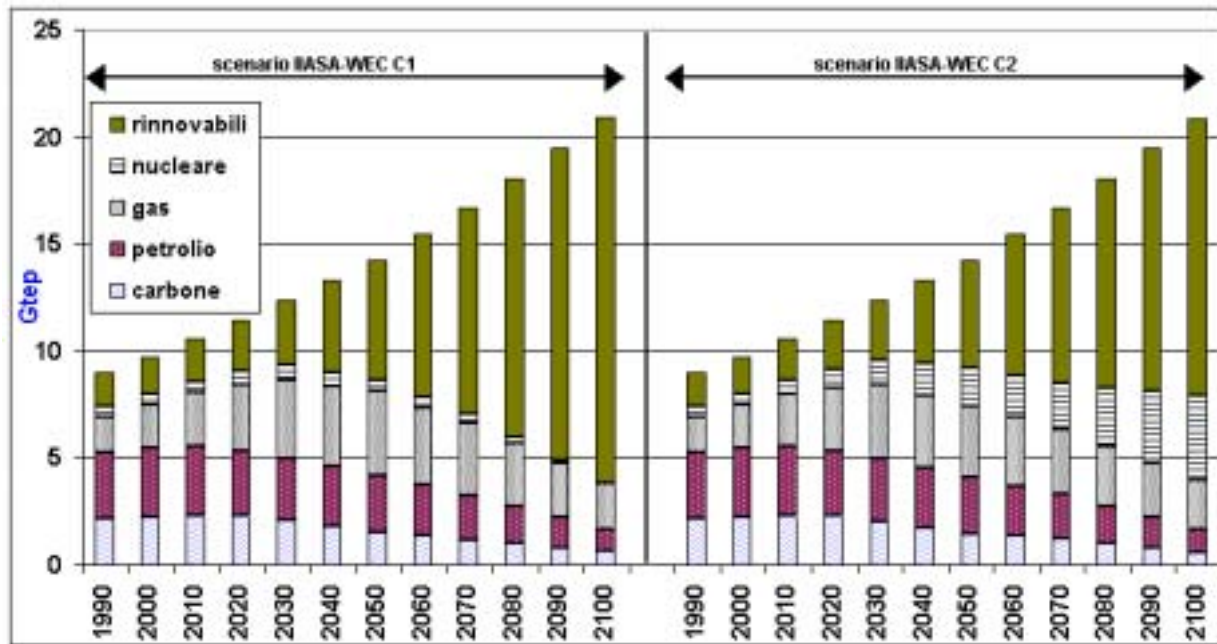
Figura 2.2.2 - Evoluzione dei consumi totali di energia primaria negli scenari con stabilizzazione a 550 ppmv



Fonte: elaborazioni ENEA su dati IPCC, IIASA-WEC

<sup>10</sup> L'eccezione è rappresentata dallo scenario IPCC B1, nel quale però il contributo dell'energia nucleare supera il 30% del consumo totale di energia primaria.

Figura 2.2.3 - Evoluzione dei consumi totali di energia primaria negli scenari con stabilizzazione a 450 ppmv



Fonte: elaborazioni ENEA su dati IPCC, IASA-WEC

Infine, un'altra considerazione interessante che emerge dall'analisi è che per la stabilizzazione l'unica alternativa ad una forte crescita delle FER è quella proposta da due scenari (lo scenario IPCC B1, vedi figura 2.2.2, e lo scenario IASA-WEC C2, vedi figura 2.2.3) in cui si ha una crescita molto ridotta dei consumi di energia (che nello scenario B1 addirittura decrescono dopo la metà del secolo) e contemporaneamente un fortissimo aumento dell'uso del nucleare. In tal modo, anche un consumo di energia da fonti rinnovabili limitato (almeno rispetto agli altri scenari che raggiungono lo stesso livello di concentrazione di CO<sub>2</sub>) non impedisce il raggiungimento della stabilizzazione della concentrazione (a 550 ppmv per lo scenario B1, a 450 ppmv per il C2).

#### 2.2.4 Una valutazione

Dall'analisi dell'andamento delle fonti rinnovabili nei vari scenari di lungo periodo emergono due importanti considerazioni:

- Š per le fonti rinnovabili gli scenari esaminati proiettano una crescita più o meno continua e significativa, ma ciò non implica in nessun modo che il sistema tenda ad uno sviluppo sostenibile. Perché si arrivi alla stabilizzazione della concentrazione l'aumento del consumo di energia da fonti rinnovabili è una condizione necessaria ma non sufficiente, perché è ancora più importante che le fonti rinnovabili divengano per il sistema la fonte primaria principale. Il peso relativo delle fonti rinnovabili per il sistema energetico è dunque una delle caratteristiche fondamentali che distingue gli scenari con stabilizzazione dagli altri scenari.
- Š l'evoluzione del sistema è molto diversa a seconda che esso tenda a stabilizzare la concentrazione di CO<sub>2</sub> a 450 ppmv oppure a 550 ppmv:



- negli scenari con stabilizzazione a 450 ppmv, nonostante un aumento del consumo di gas naturale nel medio periodo, nel lungo periodo si ha un progressivo superamento di tutte le fonti fossili;
- negli scenari con stabilizzazione a 550 ppmv, invece, anche nel lungo periodo le fonti fossili restano importanti (anche se meno delle rinnovabili), grazie allo spostamento verso fonti fossili a minor contenuto di carbonio; il superamento o meno delle fonti fossili è dunque una delle caratteristiche fondamentali che distingue gli scenari con stabilizzazione a 450 ppmv da quelli con stabilizzazione a 550 ppmv.

### 2.3. SCENARI UE

Anche se il Protocollo di Kyoto non è ancora entrato in vigore, l'Unione Europea ha posto la riduzione dei gas serra al centro della sua politica energetica e ambientale, avendo ratificato il Protocollo e così assunto l'impegno ad una riduzione dell'8% (a livello comunitario) entro il periodo 2008-2012 (rispetto al 1990). Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili svolge un ruolo di rilievo per raggiungere l'obiettivo. Già nel Libro Bianco della Commissione Europea (1997) veniva fissato per le FER l'obiettivo del raggiungimento di una quota pari al 12% dell'energia primaria totale consumata nell'Unione Europea (corrispondente a circa il 22% del consumo totale di energia elettrica), cioè il doppio del valore del 1995. In tale documento, biomassa ed energia eolica venivano considerate le fonti principali da sfruttare per raggiungere questo risultato.

L'obiettivo è stato poi confermato da una risoluzione del Consiglio europeo del 1998, dal Libro Verde sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e più recentemente dalla direttiva sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili (direttiva 2001/77/EC), nella quale ogni Stato membro viene anche invitato a fissare un obiettivo di produzione di energia elettrica da FER.

Per raggiungere questi obiettivi sono stati individuati strumenti di *policy* diversi. Senza entrare qui nel dettaglio, essi sono riconducibili a due modelli fondamentali.

Da un lato, vi sono i sistemi *basati sulle quantità*, tra cui i meccanismi di asta competitiva e il più recente sistema dei certificati verdi, che negli ultimi anni ha avuto un successo crescente non solo in Europa (dove è in corso di realizzazione o in fase di preparazione in Olanda, Gran Bretagna, Italia, Svezia e Belgio, mentre è stato rinviato in Danimarca). In particolare, il meccanismo di incentivazione basato sui certificati verdi, nel quale la remunerazione degli impianti rinnovabili è composta dalla cessione dell'energia elettrica e dalla vendita del certificato verde (il cui valore è determinato da un mercato sorretto da una domanda obbligatoria), ha tra gli altri il pregio di permettere il controllo delle quantità prodotte e quindi di essere in linea con la fissazione di obiettivi rigidi come quelli suddetti fissati dalla Commissione Europea<sup>11</sup>.

Da un altro lato, vi sono i più tradizionali sistemi *basati sul prezzo (feed-in model)*, tuttora maggioritari nei paesi dell'Unione Europea (pur con sistemi di erogazione fortemente differenti), nei quali all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili viene garantito un prezzo minimo che è spesso differenziato per tecnologia, caratteristica questa di notevole importanza per l'incentivazione di tecnologie che hanno raggiunto gradi diversi di maturità.

---

<sup>11</sup> Oltre a ciò, la teoria sottolinea che il pregio fondamentale del sistema dei certificati verdi sta negli incentivi che induce alla minimizzazione dei costi di produzione, la quale in prospettiva può essere incentivata ulteriormente grazie alla possibilità di un mercato internazionale dei certificati verdi, in grado di minimizzare il costo dello sviluppo delle diverse FER a livello europeo: "The renewable technologies will be established in countries with the highest production potentials and where renewable energy can be produced at the least cost. Problems in fulfilling the national quotas will be handled by importing TGCs, while the surplus of certificates may be exported to countries with a shortage. This ensures that the national targets for developing renewable energy technologies are reached in the most cost efficient way" (*Green Certificates and emission trading*, Energy policy, 31, 2003, pag. 1).

A proposito dei diversi meccanismi di incentivazione delle FER utilizzati negli Stati membri dell'Unione Europea, la direttiva del settembre 2001 ha rimandato al 2005 la decisione circa la loro eventuale armonizzazione, in modo da avere tempo per ottenere maggiori informazioni circa l'efficacia dei diversi modelli.

L'analisi delle prospettive delle fonti rinnovabili a livello europeo si deve dunque porre un duplice obiettivo. Da un lato, quello più immediato di valutare la compatibilità del *trend* in atto con le attese e gli auspici condivisi a livello comunitario. Dall'altro, quello di valutare l'efficacia dei diversi meccanismi di incentivazione. In questo paragrafo l'esame di due scenari energetici europei permetterà di valutare le tendenze in atto e fornirà solo indicazione circa l'efficacia dei diversi sistemi di incentivazione.

### 2.3.1 Il ruolo delle fonti rinnovabili nel sistema energetico europeo in alcuni scenari tendenziali e secondo gli obiettivi comunitari

Nella tabella 2.3.1 è riportato il contributo delle diverse FER al bilancio energetico comunitario nel recente passato e nel medio e lungo termine secondo lo scenario tendenziale contenuto nel World Energy Outlook 2002 della IEA e secondo l'Energy Outlook elaborato per la Commissione Europea nel 1999<sup>12</sup>. Tali valori sono poi messi a confronto con gli obiettivi individuati dal Libro Bianco del 1997<sup>13</sup> e con il più generale obiettivo fissato dalla direttiva 2001/77.

Il risultato fondamentale che emerge dal confronto è che il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili nei paesi dell'Unione Europea sembra presentare notevoli difficoltà.

Tabella 2.3.1 - Il ruolo delle FER nel sistema energetico europeo nel Libro Bianco, nella direttiva 2001/77/CE e in due scenari tendenziali

	Consumi energia primaria (Mtep)	Totale FER (Mtep)	Totale FER (%)	Idrica (Mtep)	Biomassa (Mtep)	Geotermica (Mtep)	Eolica e solare (Mtep)
<b>1990</b>	1322	60	4,5	22	35	2	0
<b>2000</b>	1460	88	6,0	27	54	3	3
<b>2010 - Libro Bianco</b>	1583	182	11,5	31	135	5	11
<b>2010 - Direttiva</b>			12				
<b>IEA WEO (2002)</b>							
<b>2010</b>	1627	116	7,2	28	76	4	9
<b>2020</b>	1730	150	8,7	30			120
<b>2030</b>	1811	188	10,4	31			157
<b>EU EO (1999)</b>							
<b>2010</b>	1556	88	5,7	27	53	3	6
<b>2020</b>	1612	100	6,2	29	57	3	11

Nonostante gli sforzi intrapresi, infatti, nel 2010 l'insieme delle FER contribuirà a poco più del 7 per cento del fabbisogno primario totale, a fronte dell'obiettivo del 12 per cento fissato dalla direttiva 2001/77.

<sup>12</sup> European Commission, DG Energy (The Shared Analysis Project), *European Union energy outlook to 2020*, November 1999.

<sup>13</sup> Commissione Europea, Comunicazione della Commissione, *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili. Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità*, 1997.

La produzione di energia da FER è comunque prevista in crescita, che in termini assoluti è piuttosto significativa, continuando la tendenza recente.

È particolarmente interessante il confronto tra lo scenario IEA del 2002 e quello elaborato per la Commissione Europea nel 1999, perché seppure elaborati mediante modelli diversi, si tratta di scenari elaborati anche in tempi diversi, che risentono dunque anche delle informazioni e dei dati disponibili. Dal confronto emerge che per tutte le fonti rinnovabili (con la parziale eccezione della fonte idrica, ormai quasi completamente sfruttata) le proiezioni più recenti sono decisamente più elevate rispetto a quelle di pochi anni fa, con ciò indicando un miglioramento delle prospettive di crescita.

Questa crescita risulta però come detto modesta se valutata in termini di peso percentuale sul totale dei consumi energetici comunitari (nello scenario meno recente tale peso restava costante nel tempo). In particolare, il peso delle FER non sembra tendere a valori di rilievo neppure nel lungo periodo: perfino nel 2030 l'obiettivo fissato per il 2010 resterebbe molto lontano.

Altre indicazioni interessanti vengono poi dal confronto delle tendenze suddette con gli obiettivi specifici per ogni fonte fissati nel Libro Bianco comunitario, corrispondenti all'obiettivo generale del 12%. Dal confronto emerge come la ragione fondamentale della distanza tra evoluzione tendenziale ed auspicata sembra risiedere in un più modesto andamento dell'energia da biomassa, che nel 2010 supera appena la metà della potenzialità stimata nel Libro Bianco (nel quale d'altronde venivano evidenziate chiaramente le possibili difficoltà nello sfruttamento di una risorsa diffusa e polivalente come la biomassa). La crescita del contributo delle altre fonti non è invece molto lontana da quella auspicata nel Libro Bianco (almeno nello scenario più recente).

L'unica eccezione è rappresentata dall'energia solare, il cui contributo resta quasi nullo in entrambi gli scenari, mentre secondo il Libro Bianco potrebbe raggiungere una sia pur minima significatività già nel 2010.

### *2.3.2 Il ruolo delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico europeo in alcuni scenari tendenziali e secondo gli obiettivi comunitari*

Come detto, la direttiva 2001/77/CE istituisce anche obiettivi indicativi di sviluppo delle FER paese per paese, misurati come percentuale sul consumo interno lordo di energia elettrica. Nella tabella 2.3.2 sono dunque riportati i dati relativi alla generazione elettrica da FER nei due scenari citati nel paragrafo precedente e nel Libro Bianco del 1997 (oltre all'obiettivo fissato dalla direttiva 2001/77). La tabella 2.3.2 mostra che per l'evoluzione del ruolo delle FER nel settore elettrico si può ripetere in sostanza quanto detto circa l'evoluzione delle FER nell'intero sistema energetico, con qualche leggera correzione e qualche ulteriore indicazione. La produzione di energia elettrica da FER è infatti prevista in crescita significativa in termini assoluti, ma il suo peso percentuale sui consumi elettrici comunitari cresce solo moderatamente nello scenario più recente, e addirittura diminuisce nello scenario meno recente. Le proiezioni più recenti sono comunque più alte rispetto a quelle di pochi anni fa, con ciò indicando un'accelerazione della crescita dell'energia elettrica rinnovabile. Nonostante ciò, l'obiettivo comunitario di una quota di energia elettrica da FER pari al 22 per cento nel 2010 resta molto lontano, al punto che tale quota non viene raggiunta neppure nel 2030.

Anche l'analisi per fonte conferma quanto visto per l'intero bilancio energetico comunitario. La ragione fondamentale della marcata distanza tra le proiezioni degli scenari considerati e le potenzialità stimate dal Libro Bianco del 1997 risiedono in un deludente andamento dell'energia elettrica da biomassa, che nel 2010 è pari ad appena 1/3 della potenzialità stimata nel Libro Bianco. Nonostante lo scenario più recente preveda per il 2010 valori pari a quattro volte quelli previsti nello scenario precedente, la crescita dell'energia elettrica da biomasse è infatti molto inferiore alle attese. Questo dato permette dunque di spiegare meglio l'origine del ruolo inferiore alle attese che la biomassa sembra destinata ad avere nella copertura del fabbisogno di energia primaria.

Riguardo alle altre fonti, almeno nello scenario più recente, la crescita del loro contributo non è invece molto lontana da quella auspicata nel Libro Bianco, con la parziale eccezione dell'energia

idroelettrica, per la quale il Libro Bianco stima dei margini di crescita significativi (fondamentalmente grazie al mini-idro), mentre resta costante nel WEO 2002.

Anche il contributo dell'energia solare sembra vicino a quello potenziale (nello scenario più recente), ma esso resta comunque molto modesto, ed il confronto con il dato della tabella 2.3.1 fa pensare che la distanza dal Libro Bianco riguardo al ruolo del solare sul consumo totale di energia primaria sia dovuta soprattutto ad un minore sfruttamento del solare termico.

Tabella 2.3.2 - Ruolo delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico europeo nel Libro Bianco, nella direttiva 2001/77/CE e in due scenari tendenziali

	Consumi energia primaria (TWh)	Totale FER (%)	Totale FER (TWh)	Itrica (TWh)	Biomassa (TWh)	Geotermica (TWh)	Eolica (TWh)	Solare (TWh)
<b>1990</b>	2142	13,0	279	260	14	3	1	0
<b>2000</b>	2572	15,3	394	319	46	5	23	1
<b>2010 - Libro Bianco</b>	2870	23,5	675	355	230	7	80	3
<b>2010 - direttiva</b>		22,1						
<b>IEA WEO 2002</b>								
<b>2010</b>	3063	16,4	503	328	83	5	85	2
<b>2020</b>	3511	18,3	643	343	134	6	151	9
<b>2030</b>	3834	20,0	768	360	190	6	189	23
<b>EU EO 1999</b>								
<b>2010</b>	3028	13,5	408	313	28	6	61	0,4
<b>2020</b>	3535	14,2	503	338	36	5	124	0,7

### 2.3.3 Una valutazione dell'efficacia delle forme di incentivazione

Per valutare l'efficacia della normativa di incentivazione adottata dagli Stati membri è utile esaminare la tendenza in atto. In linea generale, gli incentivi sembrano contribuire a un significativo incremento della generazione da fonti rinnovabili. Quest'ultima è infatti aumentata di circa il 50 per cento negli ultimi dieci anni, e sembra in accelerazione negli anni più recenti, in particolar modo in alcuni paesi e per alcune fonti.

Escludendo l'energia idroelettrica, che costituisce oltre l'80 per cento della generazione da fonti rinnovabili nell'Unione Europea ed è già ampiamente sfruttata, la fonte rinnovabile in maggior crescita è quella eolica, la più vicina alla competitività, tanto che la capacità installata ha superato i 20.000 MW alla fine del 2002 (secondo la European Wind Energy Association), la gran parte dei quali in Danimarca, Germania e Spagna. Sebbene questi successi nello sviluppo dell'energia eolica stiano inducendo i diversi paesi a ridurre la dimensione degli incentivi e/o a passare al modello dei certificati verdi, il tratto comune di questi significativi risultati sta nell'utilizzo di sistemi di incentivazione basati sul prezzo, mentre lo sviluppo delle FER è risultato molto minore nei paesi che hanno seguito la strada dell'incentivazione *basata sulle quantità*, come Gran Bretagna e Francia, dove i meccanismi di asta competitiva hanno prodotto aumenti molto modesti della capacità installata.

In definitiva, questi risultati sembrano confermare una delle considerazioni sottolineate nella recente letteratura sull'efficacia dell'incentivazione delle fonti rinnovabili:

*“In terms of installed capacity, price-based approaches have given far better results than quantity-based approaches. In theory, there should be no such difference, since bidding prices established at the same level as feed-in tariffs should logically give rise to comparable installed*

*capacities. The difference can be explained by the attraction of fixed prices, which project developers see as ensuring a safe investment with better predictability and a stable incentives framework, as well as by the lower transaction costs for each project.”<sup>14</sup>*

D'altra parte, queste conclusioni non fanno cenno al costo di questa forma di incentivazione, generalmente considerato troppo elevato. Inoltre, esse si riferiscono più che altro al confronto tra le tariffe fisse di incentivazione e i meccanismi di asta competitiva, mentre non possono essere estese al meccanismo dei certificati verdi, perché la sua recente introduzione rende ancora limitate le informazioni circa la sua efficacia.

## 2.4 SCENARI ITALIANI

Negli anni 90, con la ristrutturazione del settore energetico, l'Italia è passata da un meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili basato sul prezzo (il CIP 6/92) ad un meccanismo basato sulle quantità (i certificati verdi). La lunga transizione dal vecchio al nuovo regime è iniziata nel 1999 ed è lungi dall'essere conclusa, in quanto si prevede che impianti beneficiari del regime CIP/6 continueranno ad entrare in funzione almeno fino al 2004 (il che significa che potranno usufruire dell'incentivo ben oltre il 2010). Sebbene il vecchio meccanismo di promozione abbia dato risultati sostanzialmente positivi, avendo prodotto un effettivo impulso allo sviluppo di nuove tecnologie rinnovabili (per circa 5,5 GW), esso presentava alcuni limiti significativi, uno dei quali, tipico dell'incentivazione basata sul prezzo, era la sua onerosità (il costo dell'intero programma dovrebbe essere di circa 13 miliardi di euro<sup>15</sup>). Con la riforma del settore elettrico, dunque, si è cercato di mettere in pratica un sistema di incentivazione delle FER compatibile con un meccanismo di mercato, che permettesse di incrementare l'efficienza allocativa dell'incentivazione. Sebbene l'obbligo (per produttori e importatori di energia elettrica) di immettere sul mercato energia proveniente da nuovi impianti rinnovabili (o in alternativa di acquistare certificati verdi) sia per ora limitato al 2%, la crescita della domanda e la durata limitata del certificato verde dovrebbero, nelle intenzioni del legislatore, garantire un continuo rimpiazzo, e quindi un incremento, dell'energia elettrica da FER.

Per valutare le conseguenze di medio termine di questa innovazione nella promozione delle FER, e più in generale per valutare le prospettive di sfruttamento delle diverse fonti rinnovabili, è possibile utilizzare alcuni risultati ottenuti dall'ENEA (in collaborazione con l'APAT<sup>16</sup>) mediante il modello tecnologico-economico Markal-Macro Italia<sup>17</sup>, con il quale si sono costruiti alcuni scenari di sviluppo del sistema energetico italiano. Gli scenari elaborati mediante il modello Markal-Macro Italia possono essere utilemente confrontati con gli obiettivi fissati per le singole FER dal Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (del 1999).

---

<sup>14</sup> Menanteau et al., *Feed-in tariffs versus quotas: how to promote renewables and simulate technical progress for cost decrease?*, ENER Forum 3, *Successfully promoting renewable energy sources in Europe*, Budapest Hungary, 6-7 June 2002.

<sup>15</sup> Per una valutazione si veda Lorenzoni A., *The Italian Green certificates market*, Energy policy, 31, 2003.

<sup>16</sup> I primi risultati della collaborazione sono stati pubblicati in un Rapporto Tecnico dell'ENEA (Contaldi M., Gracceva F., *Scenari energetici per l'Italia da un modello di equilibrio generale (Markal-Macro)*, RT/2003/7/UDA (disponibile sul sito dell'ENEA). Gli scenari qui riportati sono stati presentati in un seminario presso il Centro ENEA della Casaccia il 22 maggio 2003 e poi all'International Energy Workshop 2003 (IIASA, Laxenburg, 23-26 giugno 2003). Una descrizione completa di questi scenari è contenuta in un volume ENEA *Scenari energetici italiani*, in corso di pubblicazione.

<sup>17</sup> Il modello Markal-Macro è un modello integrato energia-economia (di equilibrio generale) che proietta l'evoluzione del sistema energetico nel tempo. Fa parte della cosiddetta "famiglia di modelli Markal" (acronimo di MARKet Allocation), sviluppati circa venti anni orsono nell'ambito del progetto *Energy Technology Systems Analysis Project* (ETSAP, 1983) dell'IEA (*International Energy Agency*) e da allora ampiamente utilizzati per la valutazione delle politiche energetiche ed ambientali (oggi più di 50 istituti in circa 30 paesi diversi usano uno dei modelli della "famiglia MARKAL").

#### 2.4.1 *Il potenziale di sfruttamento delle fonti rinnovabili nel sistema energetico italiano secondo il Libro Bianco*

Il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (1999) individua, per ogni fonte rinnovabile, gli obiettivi da conseguire per ottenere le riduzioni di emissioni di gas serra che la delibera CIPE 137/98 attribuiva alle fonti rinnovabili. Per definire tali obiettivi, per ogni fonte rinnovabile veniva valutato il potenziale di sfruttamento sulla base sia dello stato dell'arte delle tecnologie sia delle caratteristiche morfologiche del territorio italiano (i valori massimi così definiti sono stati assunti come limiti superiori nella costruzione degli scenari di sviluppo delle fonti rinnovabili mediante il modello Markal-Macro). Gli obiettivi stabiliti nel Libro Bianco (riferiti all'anno 2010 e coerenti con gli obiettivi di riduzione dei gas serra previsti dalla delibera CIPE 137/98) sono riportati nella tabella 2.4.1, insieme ad un quadro dell'evoluzione nello sfruttamento delle FER in Italia dal 1990 al 2000.

Tabella 2.4.1 - Il ruolo delle fonti rinnovabili nel sistema energetico italiano nel Libro Bianco, nello scenario ENEA Tendenziale e nello scenario ENEA CV 4%

	Totale FER		Idrica	Energia elettrica da biomasse/ biogas	Energia termica da biomasse/ biogas	Geotermica	Eolica	Solare
	Mtep	Consumo						
<b>1990</b>	8,4	5,2%	7,0		0,6	0,9	0,0	0,0
<b>2000</b>	12,9	7,0%	9,8		1,7	1,2	0,1	0,0
<b>Libro Bianco 2010</b>	20,3	10,9%	10,4	3,9	2,9	1,7	1,1	0,3
<i>Scenario ENEA-APAT Tendenziale</i>								
<b>2010</b>	17,5	8,6%	10,5	1,4	3,2	1,3	1,1	0,03
<b>2020</b>	17,9	8,3%	10,8	1,1	3,0	1,6	1,4	0,03
<b>2030</b>	15,6	7,0%	10,8	0,3	2,2	1,5	0,9	0
<i>Scenario ENEA-APAT CV 4%</i>								
<b>2010</b>	18,9	9,3%	10,5	2	4	1,3	1,1	0,03
<b>2020</b>	20,1	9,3%	10,8	1,9	3,9	1,6	1,9	0,03
<b>2030</b>	18,8	8,4%	10,8	1,1	3,3	1,7	1,9	0

N.B.: negli scenari i valori della colonna "solare" sono relativi alla sola energia elettrica da solare fotovoltaico

Complessivamente, il Libro Bianco riteneva possibile per il 2008-2012 un contributo aggiuntivo delle FER, rispetto al 1997, di circa 8,6 Mtep (da 11,7 Mtep a 20,3 Mtep) in termini di combustibile convenzionale sostituito. Considerando come riferimento il valore del 2000, l'incremento sarebbe pari a 7,4 Mtep. Per raggiungere l'obiettivo di 20 Mtep da FER, circa 17 Mtep dovrebbero venire dalla generazione elettrica mentre poco più di 3 Mtep verrebbero dalla produzione e dall'uso di calore e biocombustibili. La potenza elettrica alimentata da fonti rinnovabili dovrebbe raggiungere i 25 GW, con un incremento di oltre 6 GW rispetto al 2000. Analizzando le aspettative relative alle diverse fonti, gli incrementi più significativi sono attesi dalle biomasse (sia per la produzione di energia elettrica e calore sia per i biocombustibili), dall'idroelettrico e dall'eolico, mentre per geotermia e rifiuti sembra possibile una crescita più modesta, ed i possibili contributi del solare termico e fotovoltaico sono infine considerati marginali (sebbene il solare sia considerato la tecnologia con le maggiori attrattive e margini di miglioramento, insieme alle biomasse).

In conclusione, il Libro Bianco invitava ad un grande sforzo per creare le condizioni necessarie ad un tale livello di penetrazione delle FER nel mercato, e definiva "ambiziosi" gli obiettivi assunti per il 2008-2012, perché "l'elevato incremento del contributo delle rinnovabili assorbe parte

significativa del potenziale sfruttabile con le tecnologie attualmente disponibili”. Pertanto, obiettivi più ambiziosi richiederebbero “un rilevante e contestuale potenziamento della ricerca per lo sviluppo di tecnologie più efficienti e, nel contempo, economicamente più competitive”, anche per “attenuare sensibilmente gli effetti negativi di alcune fonti rinnovabili, come la bassa densità e, in alcuni casi, l’intermittenza della generazione”<sup>18</sup>.

#### 2.4.2 *Il ruolo delle fonti rinnovabili in due scenari*

Nello scenario Tendenziale elaborato da ENEA ed APAT con il modello Markal-Macro Italia, che tiene conto dell’implementazione del sistema dei certificati verdi con un obbligo pari al 2%, la produzione di energia da FER è prevista in significativa crescita nel decennio in corso. Comunque, sia misurato in termini assoluti sia in termini di peso percentuale sul totale dei consumi energetici, l’incremento è in realtà leggermente inferiore a quello registrato nel decennio scorso, in quanto corrisponde a poco più di 4 Mtep in termini di energia primaria e ad un aumento di meno del 2% come quota sul consumo totale di energia primaria.

Ma il dato più interessante è forse quello di medio e lungo periodo. In termini assoluti, la crescita dell’energia da FER sembra destinata a fermarsi già nel decennio 2010-2020, ed è addirittura destinata a scendere negli anni successivi<sup>19</sup>. In termini relativi, inoltre, il peso delle FER resta sempre ben lontano dal 10% del fabbisogno energetico nazionale, e comincia a ridursi nuovamente già dopo il 2010, fino a tornare ai valori attuali (dopo il 2020).

Altre indicazioni interessanti vengono poi dal confronto tra le tendenze suddette e gli obiettivi specifici per ogni fonte fissati nel Libro Bianco. Come già visto a livello europeo, la fonte rinnovabile che sembra avere i maggiori problemi a svilupparsi secondo le potenzialità stimate nel Libro Bianco risulta essere la biomassa, in particolare l’energia elettrica da biomassa (che nel 2010 è pari a poco più di 1/3 della stima del Libro Bianco). L’uso della biomassa per la generazione elettrica sembra inoltre particolarmente critico se se ne considera l’evoluzione successiva al 2010: si tratta infatti della fonte che tende maggiormente a ridursi.

Almeno fino al 2010 la crescita del contributo delle altre fonti non è invece molto lontana da quella auspicata nel Libro Bianco. In particolare, è pienamente in linea con le attese lo sfruttamento dell’energia eolica, mentre sono leggermente inferiori alle potenzialità la generazione geotermoelettrica e l’energia elettrica da fotovoltaico, il cui contributo è comunque molto limitato anche nel Libro Bianco. Nello scenario CV 4% si è ipotizzato che l’attuale obbligo del 2% di fonti rinnovabili venga elevato gradualmente dello 0,35% annuo a partire dal 2005, fino a raggiungere il 3,75% nel 2010 ed il 4% successivamente, in analogia con quanto previsto nei dispositivi di legge sulle fonti rinnovabili attualmente in discussione. In questo scenario l’energia da FER è ovviamente superiore a quella prevista nel caso Tendenziale, ma nel 2010 resta comunque al di sotto di quanto auspicato nel Libro Bianco. Rispetto al caso tendenziale, infatti, l’energia da FER continua ad aumentare anche nel decennio 2010-2020, ma solo in termini assoluti, perché in termini relativi resta invece stabile ben al di sotto del 10% del fabbisogno. Ma il risultato principale dello scenario è che, sebbene l’energia da FER raggiunga nel 2020 il valore auspicato dal Libro Bianco (sia pur con dieci anni di ritardo), essa torna poi a ridursi nell’ultimo decennio dello scenario, sia in termini assoluti che relativi (come accade nello scenario Tendenziale). Quanto all’evoluzione delle singole FER, il ruolo critico della biomassa viene confermato dal fatto che l’impatto maggiore dell’innalzamento della soglia dell’obbligo per i certificati verdi si ha in effetti proprio sull’uso della biomassa nella generazione elettrica, in particolare nel 2010, unico anno in cui il vincolo del

---

<sup>18</sup> *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, 1999, pag. 20.

<sup>19</sup> Questa riduzione della generazione elettrica da FER deriva da un lato dal fatto che nel lungo periodo la produzione soggetta all’obbligo del 2% tende a ridursi (perché aumentano ad esempio sia la cogenerazione sia la fossile non convenzionale), da un altro lato dall’uscita di produzione degli impianti (soprattutto eolici) che entrano in funzione nel primo decennio dello scenario.

4% risulta davvero “stringente”. In ogni caso, anche in questo scenario il consumo di biomasse torna poi a ridursi nel lungo periodo, mentre a differenza del caso tendenziale non si riducono né l’energia eolica né quella geotermica, neppure nel lungo periodo.

L’evoluzione del consumo di energia da FER risulta al di sotto delle attese anche per quello che riguarda nello specifico il settore elettrico. Né l’evoluzione imposta dall’obbligo del 2%, né quella imposta dal 4% sembrano infatti sufficienti a far crescere il contributo dell’energia elettrica da FER ai livelli auspicati dalla direttiva europea 2001/77/CE, cioè al 25% della domanda totale di energia elettrica, corrispondente in termini assoluti ad un valore di circa 75 TWh (in base ad un’ipotesi prudente circa l’evoluzione della domanda). Nello scenario ENEA Tendenziale l’energia elettrica da FER si ferma infatti a 66 TWh, corrispondenti ad una quota sostanzialmente invariata rispetto ad oggi, mentre nello scenario CV 4% la quota sale leggermente nel 2010, ma torna a scendere nel decennio successivo.

#### 2.4.3 *Una valutazione dell’efficacia dell’incentivazione delle fonti rinnovabili*

Come detto nella premessa al capitolo, i risultati del modello Markal-Macro Italia permettono di valutare la competitività di ciascuna delle tecnologie rinnovabili considerate (in quanto il modello mette in competizione le diverse tecnologie di offerta che partecipano alla soddisfazione di una stessa domanda). Da quanto detto nel paragrafo precedente dovrebbe essere già chiaro che l’energia eolica risulta secondo il modello la fonte più competitiva, non distante dalle fonti fossili (insieme alla geotermica, le cui possibilità di sfruttamento sono però inevitabilmente limitate). Infatti, negli anni in cui il vincolo del 2% (nello scenario tendenziale) o del 4% (nello scenario CV 4%) risulta “stringente”, l’energia eolica viene sfruttata fino al limite della disponibilità di siti (che nelle simulazioni è stato posto pari ai limiti massimi stabiliti dal Libro Bianco). Si è visto poi come abbia un ruolo rilevante la biomassa: si tratta dell’altra fonte il cui sfruttamento risulta almeno in un caso vincolato, trovando un limite nella disponibilità di combustibile da rifiuti, ma ciò avviene solo in un periodo e solo nello scenario CV 4%.

Oltre all’indicazione circa la minore competitività dell’energia elettrica da biomasse rispetto all’eolica, questo risultato indica anche che un più ampio sfruttamento delle FER in Italia deve necessariamente passare per un’intensificazione dello sfruttamento delle biomasse, che può però trovare un punto critico più a monte, nella gestione del ciclo dei rifiuti.

Quanto alle altre fonti, l’idroelettrica risulta ormai vicina al massimo potenziale di sfruttamento, come anche la geotermoelettrica, mentre è interessante il risultato relativo al solare fotovoltaico, il cui sviluppo, molto modesto, è in entrambi gli scenari limitato al 2005 (con una produzione che continua fino al 2020), periodo durante il quale ha ancora effetto l’incentivo del CIP/6.

Una conclusione che sembra emergere da quest’ultimo risultato, ma che è confermata anche dagli sviluppi delle altre tecnologie, è che il passaggio da un meccanismo di sussidi differenziati per tecnologia ad un sistema “di mercato” tende a premiare la tecnologia più competitiva, in questo caso quella eolica, mentre l’effetto su tecnologie meno mature ma considerate potenzialmente promettenti, come il solare fotovoltaico, risulta sostanzialmente nullo, e l’effetto sulle altre tecnologie si ha solo laddove l’energia eolica raggiunga il suo massimo potenziale (cioè nel 2010 nello scenario tendenziale e fino al 2015 nello scenario CV 4%).

In definitiva, come sottolineato da parte della letteratura, il rischio fondamentale di un sistema basato sui certificati verdi riguarda “the fairness of competition between RES technologies at different stages of development”<sup>20</sup>, in quanto “it tends to prevent investment in promising – but insufficiently developed – technologies”<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> Meyer N.I., *European schemes for promoting renewables in liberalised markets*, Energy Policy, volume 31, 7/2003.

<sup>21</sup> Menanteau et al., cit., 2002.



## **Capitolo 3**

# **OPZIONI ENERGETICHE E IMPLICAZIONI AMBIENTALI**



### 3.1. INTRODUZIONE

Sono ormai numerosi gli studi aventi per oggetto un'analisi delle fonti rinnovabili di energia (FER) sia sotto il profilo economico sia sotto quello ambientale. Relativamente meno sviluppata è apparsa invece, finora, l'analisi che considera congiuntamente i due aspetti individuandone le interazioni, specialmente in chiave prospettica alla luce della fluidità del quadro complessivo nel cui ambito è destinato a definirsi il ruolo delle FER. Il futuro delle fonti rinnovabili appare ancora, al momento, quanto mai incerto nonostante si approssimi sempre più il momento di valutare se e quanto considerarne realmente strategico lo sviluppo rispetto agli attuali livelli. Con una sia pur semplificata schematizzazione retrospettiva, si può affermare come la breve storia delle FER sia stata caratterizzata dall'azione congiunta di "forze" e variabili (in senso ampio) che hanno spesso agito e tuttora agiscono in direzioni opposte: in particolare, almeno due di tipo economico, e altrettante di tipo ambientale.

Dal punto di vista economico, le FER sono state ostacolate da un forte svantaggio competitivo iniziale rispetto alle altre fonti convenzionali, e dunque dalla difficoltà di crearne una massa critica sul versante dell'offerta. Tuttavia, a contrasto di tale svantaggio, si è registrato da parte del decisore politico il costante tentativo di costruire una rete di protezione costituita da una "garanzia" (di prezzo o di domanda), da incentivi, sussidi, per finire con i Certificati Verdi: una rete che ormai si presenta a doppio livello, nazionale ed europeo.

Anche dal punto di vista ambientale si sono sviluppate nel tempo due tendenze contrapposte ai fini dello sviluppo delle FER. In positivo, si registra il peso crescente assunto dagli obiettivi di tutela a livello globale, essenzialmente incentrati sul tentativo di limitare le emissioni (serra e non) e culminata negli accordi internazionali dei Protocolli di Montreal e – soprattutto – di Kyoto. La concreta ipotesi di entrata in vigore di quest'ultimo, con carattere vincolante circa le riduzioni di emissioni di gas serra, ha fatto sì che queste assumessero di recente una rilevanza anche economica oltretutto quella ambientale dovuta alla constatazione delle mutazioni climatiche. Ciò equivale per le FER, che non producono emissioni rilevanti<sup>1</sup>, ad acquisire un miglioramento della propria posizione competitiva. Di contro, però, anche sotto il profilo ambientale si è evidenziata nel tempo una forza contraria, a un livello diverso – locale – ma non per questo meno determinante. Infatti, a mano a mano che la crescente percezione della tutela dell'ambiente come un valore si è tradotta sia in strumenti normativi di tipo autorizzativo come la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e successivamente la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), sia nella necessità di coinvolgere attivamente le popolazioni interessate per conseguire un'accettazione sociale dei progetti infrastrutturali ed energetici, la maggior parte delle FER si è scontrata sull'ostacolo di un impatto ambientale locale ritenuto eccessivo e dunque non tollerabile e non accettato: in modo dunque non dissimile da tutti gli impianti energetici convenzionali.

Ancora non sembrano aver dispiegato in pieno il proprio effetto i "nuovi" elementi in gioco, ossia la possibilità concreta e imminente che le riduzioni di emissioni assumano carattere vincolante e la constatazione che il *trend* delle stesse emissioni diverge sempre più dagli obiettivi. In questo quadro, dovrà essere il settore della produzione energetica a raggiungere un livello molto più elevato di altri in termini di efficienza energetica assoluta e relativa e di abbattimento delle emissioni per compensare soprattutto gli inevitabili incrementi derivanti dal settore dei trasporti. E poiché i margini di miglioramento oggi consentiti anche dalle migliori tecnologie disponibili in termini di rapporto costi/efficienza non sono sufficienti a conseguire il miglioramento di efficienza necessario, può assumere per la prima volta un valore strategico l'inclusione delle FER nella programmazione energetica. A questo proposito non si può d'altro canto ignorare che tutti gli

---

<sup>1</sup> O soltanto in misura estremamente ridotta considerandone l'intero ciclo di vita.

scenari energetici di abbassamento della curva delle emissioni sin qui elaborati a livello internazionale prevedono, sia pure a medio-lungo termine, che le fonti rinnovabili assumano un ruolo sostanziale e una consistenza molto più rilevante di quella attuale.

Ciononostante, la considerazione tuttora incerta di cui godono le FER è dovuta proprio al fatto che, nel breve periodo, il rapporto di forza tra le “spinte” prima accennate non è tuttora chiaro: non soltanto ipotizzando un contesto “statico” – immaginando cioè che la cornice di variabili normative ed economiche finora definitasi rimanga inalterata anche nel futuro – ma a maggior ragione non è chiaro in una prospettiva dinamica considerando che quella cornice deve ancora esprimere parte degli effetti potenziali sottostanti (ad esempio quelli derivanti “a regime” dal Protocollo di Kyoto a livello internazionale e dal meccanismo dei certificati verdi a livello interno), e che la stessa cornice è suscettibile di ulteriori significative modificazioni<sup>2</sup>.

### 3.2. LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI: “VINCOLO”, NECESSITÀ, OPPORTUNITÀ

In un quadro nel complesso molto incerto circa l’effettiva realizzabilità degli obiettivi, il ruolo delle FER può assumere due valenze profondamente diverse.

La prima è, per così dire, inserita in una prospettiva di breve termine “command and control” in cui lo sviluppo delle FER è concepito, nella fattispecie, più che altro come mera ottemperanza alla direttiva 77/2001/CE che prevede, nello specifico per l’Italia, un obiettivo di consumo interno lordo di elettricità da FER pari al 25% dall’attuale 17%. Ciò significa, come programmato nella delibera CIPE<sup>3</sup>, l’installazione di nuovi impianti rinnovabili fino a giungere ad una produzione cumulata di circa 75 TWh: obiettivo il cui raggiungimento, nonostante il basso profilo, allo stato dei fatti appare già alquanto aleatorio.

La seconda possibile valenza è, invece, una prospettiva economica in cui lo sviluppo delle FER viene assunto come un’opportunità. In quest’ultimo caso l’orizzonte temporale si amplia, ovviamente, ai *commitment period* successivi al 2012 previsti dal Protocollo di Kyoto, in cui le ulteriori riduzioni di gas serra presumibilmente richieste non potranno essere soddisfatte soltanto con l’abbassamento dell’intensità carbonica dell’energia fossile, ma anche con la determinante riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale di energia primaria rispetto a quella che si verificherebbe nello scenario tendenziale.

In proposito la maggior parte degli scenari di contenimento delle emissioni di gas serra sinora elaborati a livello mondiale attribuiscono alle FER un ruolo fondamentale e imprescindibile nel soddisfacimento della futura domanda di energia, un ruolo quindi del tutto diverso da quello attuale. Tali scenari<sup>4</sup> riguardano un orizzonte temporale di lungo-lunghissimo termine, nel quale il grado di competitività delle FER rispetto alle fonti convenzionali ha sicuramente margini di notevole miglioramento sia sul piano economico – grazie al progresso tecnologico nella misura in cui riuscirà a migliorarne le economie di scala – sia soprattutto sul piano ambientale, qualora si inizi realmente ad internalizzare nei costi comparati delle diverse fonti (rinnovabili e convenzionali) quelli derivanti dall’impatto sull’ambiente a livello sia locale sia globale. Non va poi esclusa la possibilità che *nuove* fonti rinnovabili si aggiungano a quelle attualmente disponibili.

Una prospettiva che assuma le FER come “opportunità” comporta ovviamente una sofisticazione degli elementi da considerare.

Innanzitutto emerge la necessità di considerare come gli stessi costi interni (aziendali) delle FER si modifichino nel passare da una cornice statica, quella attuale, ad una dinamica. In particolare occorrerà verificare come la cornice regolamentare e le modalità di remunerazione della produzione

---

<sup>2</sup> Ne costituisce un esempio la già accennata fase di recepimento della direttiva 2001/77/CE.

<sup>3</sup> Nella nota del Governo italiano alla direttiva viene dichiarata una fattibilità del *target* assumendo una previsione di consumi elettrici di 340 TWh e riducendo la quota d’obbligo al 22% (livello precedentemente identificato dal Libro Bianco UE del 1998).

<sup>4</sup> Cfr. in proposito il Cap. 2 del presente *Rapporto*.

– che ad esempio nel caso italiano si sostanziano nel sistema dei certificati verdi – influiranno sul grado di ampliamento del mercato e, di riflesso, sulla precocità e sull'intensità di certe scelte d'investimento privato. Da questo dipenderà la competitività delle FER rispetto alle fonti tradizionali sotto il profilo tecnologico e, conseguentemente, economico (secondo le cosiddette curve di apprendimento<sup>5</sup>).

In secondo luogo, occorre tener conto degli effetti indotti dal parziale allentamento del vincolo alle emissioni che sarà consentito tramite i cosiddetti meccanismi flessibili<sup>6</sup> con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto. Questo introduce variabili economiche aggiuntive (il prezzo dei diritti di emissione sul mercato internazionale e il costo delle emissioni evitate ricorrendo ad investimenti all'estero) da cui dipenderanno l'effettiva quota di abbattimento di emissioni da realizzarsi sul territorio nazionale. Tali variabili a loro volta possono a modificare l'effettivo carattere strategico di un ricorso alle FER con effetti profondamente differenti secondo l'orizzonte temporale considerato. Infine, occorrerà valutare in che misura si giungerà effettivamente ad una internalizzazione dei *costi* esterni delle fonti fossili e delle FER, della cui stima si è approfonditamente occupato un dettagliato studio commissionato dall'UE (*ExternE*).

### 3.3. FONTI DI ENERGIA ED ESTERNALITÀ AMBIENTALI

Secondo una definizione molto generale una esternalità “è un costo o un beneficio che non viene incluso nel prezzo di mercato di una merce perchè non è incluso nel prezzo di offerta o in quello di domanda. Un'esternalità viene prodotta quando l'attività economica di uno o più soggetti economici produce un impatto positivo o negativo sulla funzione di benessere di un altro soggetto o gruppo di soggetti e quando il primo non viene adeguatamente compensato (o non risarcisce adeguatamente) dal secondo per questo impatto. Un'esternalità è un tipo di fallimento del mercato che genera inefficienza<sup>7</sup>” (Pearce e Turner, 1989).

I costi esterni delle fonti energetiche sono rappresentati dai danni provocati alla collettività sotto qualsiasi profilo ma non riconosciuti come tali tramite una valutazione monetaria di mercato, presupposto indispensabile per qualsiasi azione compensativa o risarcitoria. Tali danni riguardano ad esempio impatti negativi sulla salute, sul paesaggio, sulla flora, sulla fauna, sulle attività economiche basate sulla tutela ambientale come il turismo, e così via.

Nella seconda metà del secolo scorso si è sviluppata una estesa letteratura economica incentrata sulle metodologie per la valutazione economica delle esternalità ambientali. In Europa il Progetto ExternE<sup>8</sup> (Externalities of Energy) costituisce un recente sforzo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia per la specifica situazione dell' Europa. L'analisi condotta da questo progetto utilizza una metodologia “bottom-up”, la *Impact Pathway Methodology*<sup>9</sup>, al fine di valutare i costi esterni associati alla produzione di energia mediante l'uso di varie tipologie di combustibili e tecnologie. Il progetto ha

---

<sup>5</sup> Si rimanda al paragrafo 3.8.1.

<sup>6</sup> Si rimanda al paragrafo 3.8.2.

<sup>7</sup> D. Pearce, R.K. Turner, *Economics of Natural Resources and the Environment*. H. Hempstead, Harvester and Wheatsheaf, 1989.

<sup>8</sup> Il Programma, co-finanziato dalla Commissione Europea DGXII, è stato varato nel 1991 e ha prodotto in tre distinte fasi una serie di rapporti scientifici pubblicati nel 1995 e 1999. Il progetto, esteso a coprire diversi aspetti delle esternalità energetiche, è ancora in corso.

<sup>9</sup> Questa metodologia consiste in tre passaggi sequenziali: 1) misurare in modo uniforme le emissioni; 2) rilevare la dispersione degli inquinanti e il conseguente aumento della concentrazione degli stessi nell'ambiente; 3) stimare l'impatto in termini di costi sulla salute dell'uomo, sulla produzione agricola e sull' ambiente. Grazie a questo approccio, i vantaggi ambientali ed i costi sono stati valutati seguendo un percorso che va' dalle emissioni provocate dalla fonte energetica considerata, fino ai cambiamenti riscontrati nella qualità dell'aria, del suolo e dell'acqua, per giungere, infine, agli impatti fisici, in precedenza espressi esclusivamente in termini monetari. L'uso di questo dettagliato schema “bottom-up” si è rivelato necessario in quanto i costi esterni dipendono largamente dalla localizzazione della produzione energetica; vi è, inoltre, la necessità di calcolare i costi marginali e non solo quelli medi.

coinvolto più di 30 gruppi di lavoro provenienti da istituti e società di consulenza di 9 Stati membri dell'EU e da altri paesi dell'Europa.

La natura delle operazioni ha richiesto l'utilizzo di un approccio multidisciplinare che abbraccia l'economia, l'ecologia, l'ingegneria dei sistemi energetici, la chimica dell'atmosfera, la medicina e tossicologia nonché l'informatica.

La metodologia è stata applicata ad un'ampia gamma di impianti, realizzati in tutta l'area europea, che utilizzano fonti di energia sia fossili che rinnovabili. Il livello di dettaglio nella valutazione degli impatti condotta nell'ambito del progetto ExternE è stato notevole, soprattutto in quanto si è scelto di ricalcare uno schema di tipo *life cycle assessment*<sup>10</sup>. La metodica adottata è stata, inoltre, utilizzata per valutare le esternalità sia associate all'uso dell'energia nei trasporti e nei settori domestici, sia quelle non-ambientali, come la sicurezza degli approvvigionamenti.

Il risultato di questi sforzi è costituito da un insieme di valutazioni che esprimono in termini monetari un *range* di costi esterni associati a ciascun ciclo di combustibile o a ciascuna tecnologia esaminata. Gli esiti del progetto hanno stabilito, per la prima volta in modo uniforme ed omogeneo, i costi reali di produzione dell'energia elettrica, che includono i costi dei danni procurati all'ambiente e alla salute dell'uomo: la tabella 3.3.1 riassume alcuni confronti territoriali sui costi esterni di vari processi di produzione di energia elettrica a partire da diverse fonti energetiche. Dalla tabella si evince che se le esternalità derivanti dalla produzione di elettricità da carbone, olio combustibile e gas fossero "internalizzate", i conseguenti costi di produzione raddoppierebbero per l'energia elettrica da carbone e olio ed aumenterebbero di circa il 30% per elettricità da gas.

Tabella 3.3.1 - Costi esterni della produzione di energia elettrica nei Paesi UE  
(in centesimi di € per kWh)

Paese	Carbone e lignite	Torba	Petrolio	Gas	Nucleare	Biomasse	Idro	Solare fotovoltaico	Eolico
AUT				1-3		2-3	0,1		
BEL	4-15			1-2	0,5				
GER	3-6		5-8	1-2	0,2	3		0,6	0,05
DAN	4-7			2-3	1				0,1
SPA	5-8			1-2		3-5			0,2
FIN	2-4	2-5				1			
FRA	7-10		8-11	2-4	0,3	1	1		
GRE	5-8		3-5	1		0-0,08	1		0,25
IRL	6-8	3-4							
ITA			3-6	2-3			0,3		
OLA	3-4			1-2	0,7	0,5			
NOR				1-2		0,2	0,2		0-0,25
POR	4-7			1-2		1-2	0,03		
SVE	2-4					0,3	0-0,7		
GBR	4-7		3-5	1-2	0,25	1			0,15

Fonte: External Costs – Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport – European Commission

<sup>10</sup> Per le fonti fossili sono state considerate quattordici tipologie di impatto, nove dirette e cinque indirette: 1) effetti dell'inquinamento atmosferico sulla salute umana; 2) incidenti con effetti sui lavoratori e/o sulla popolazione; effetti: 3) sui materiali; 4) sulle coltivazioni; 5) sulle foreste; 6) sulla pesca d'acqua dolce; 7) sugli ecosistemi selvatici; 8) effetti sul riscaldamento globale; 9) effetti dell'inquinamento acustico; 10) effetti delle miniere di carbone e lignite sul terreno e sulle acque di superficie; 11) sull'edilizia; 12) le opere di ripristino rese necessarie dall'estrazione di lignite; 13) effetti dei versamenti accidentali di petrolio sull'ecosistema marino; 14) effetti delle emissioni di routine durante le fasi di esplorazione ed estrazione di petrolio e gas.

Gli impatti relativi alle FER sono invece stati considerati in relazione alle singole fonti. In particolare, quattro per l'eolico: 1) gli incidenti che hanno coinvolto i lavoratori degli impianti e/o la popolazione; 2) effetti negativi sul paesaggio; 3) effetti di inquinamento acustico; 4) effetti delle emissioni correlate alla costruzione delle turbine e alla predisposizione dei siti. Mentre per l'idroelettrico sono stati presi in considerazione cinque tipi di impatto: 1) effetti occupazionali; 2) effetti economici e sul reddito a livello locale; 3) effetti delle linee di trasmissione sulla fauna (uccelli); 4) danni a beni privati (silvicoltura, agricoltura, disponibilità d'acqua, navigazione in acque interne); 5) danni a beni ambientali e culturali.

Si stima che complessivamente i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori (e che sono quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso), rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE<sup>11</sup>.

La tabella mostra anche esternalità decisamente più contenute per il nucleare e le rinnovabili.

In generale, si nota come le tecnologie eoliche rispettino l'ambiente, grazie a bassissime emissioni di inquinanti "classici" (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e particolato) e di gas serra. Tuttavia, non tutte le regioni hanno le caratteristiche necessarie per ospitare delle centrali eoliche ed è presente, inoltre, una variabilità dei costi esterni per quanto riguarda l'impatto ambientale dovuto, per esempio, alla rumorosità di tali impianti.

I processi tecnologici che sfruttano la biomassa sono, invece, molteplici e, secondo l'accuratezza nella depurazione dei fumi di scarico, sono caratterizzate da costi esterni più o meno ingenti; tutte le varie tecniche, però, emettono limitate quantità di gas serra. La produzione elettrica da gas combustibili è abbastanza pulita, ma le conseguenze sui cambiamenti climatici dipendono in modo rilevante dall'efficienza degli impianti; tuttavia, i moderni cicli combinati hanno mostrato un minore impatto ambientale. I cicli a carbone, invece, sono caratterizzati da elevate emissioni di CO<sub>2</sub>; le tecnologie a combustibili fossili più datate emettono, anche, notevoli percentuali di inquinanti "classici" ed è per questo che vengono considerate le peggiori.

I parametri di costo stimati secondo il progetto ExternE possono essere utilizzati, per quanto con grande cautela e fatti gli opportuni aggiustamenti, come ausilio in vari processi decisionali riguardanti l'investimento e la localizzazione di nuovi impianti energetici. Occorre però a questo proposito sottolineare un *trade-off* in cui sono destinate ad incorrere valutazioni delle esternalità delle emissioni. Per quanto concerne quelle dei gas serra, la quantificazione del danno monetario ha il pregio di poter essere assunta valida ovunque, a prescindere dallo specifico contesto territoriale in cui l'emissione concretamente avviene: questo costituisce un notevole elemento di univocità. Vi è tuttavia un elemento di discrezionalità altrettanto notevole derivante dal grado estremamente elevato di incertezza relativa alle variabili da considerare per la valutazione monetaria. Una situazione opposta si verifica per le emissioni non-serra. Il danno ambientale di queste ultime può essere quantificato in termini monetari con significativa precisione<sup>12</sup>, ma la sua validità non può essere generalizzabile proprio perché strettamente correlata alla specifica localizzazione territoriale delle emissioni (ad esempio, alla densità di popolazione della zona in cui avvengono).

È interessante notare e sottolineare come l'effettiva considerazione economica delle esternalità stia già concretamente fornendo esempio della portata dei propri effetti a livello locale, nell'elaborazione di strumenti decisionali quali la VIA e la VAS. In particolare, il decentramento amministrativo tende a spostare sempre più il potere decisionale in materia di gestione del territorio verso gli Enti locali: questo fa sì che resistenze alla localizzazione di nuovi impianti energetici possano esprimersi con maggiore forza a livello territoriale. Questa tendenza, unita al fatto che esiste anche per le FER un impatto ambientale, per quanto di una tipologia completamente differente rispetto alle esternalità connesse alle energie da fonte fossile, fa sì che impianti basati sulle FER vengano talvolta accolte sul piano locale da un atteggiamento ostile non dissimile a quello con cui vengono considerati impianti da fonti fossili convenzionali molto più inquinanti. Non solo le limitate esternalità negative locali delle FER sono percepite con un peso sproporzionato rispetto a quelle ben maggiori dei cicli dei combustibili fossili, ma l'assenza per le rinnovabili di

---

<sup>11</sup> I risultati del progetto ExternE hanno indotto l'UE a specificare le strategie per la riduzione di queste esternalità ("Linee guida sullo stato degli aiuti per la protezione ambientale"): ritenuto politicamente impraticabile l'esercizio della tassazione aggiuntiva, si è stabilito che sia più opportuno sostenere le tecnologie a basso impatto ambientale corrispondendo ai produttori di energia elettrica da rinnovabili un contributo massimo di 5 c€/per kWh.

<sup>12</sup> Esistono in proposito metodologie codificate in letteratura economica.

esternalità negative globali come la CO<sub>2</sub> risulta scarsamente considerata a livello decisionale politico. Questa situazione sarà destinata a persistere finché:

- gli impatti negativi sulla salute umana e sull'ambiente (a livello locale) provocati dalle emissioni connesse alla produzione e uso di fonti fossili non verranno opportunamente messi in conto (internalizzandoli tramite una tassa o tramite una severa normativa di abbattimento delle emissioni) nel costo delle fonti fossili;
- eventuali meccanismi di raccordo tra livelli amministrativi centrale e locale (ad esempio di natura fiscale o di trasferimento di risorse), non riescano a traslare almeno parzialmente il vantaggio conseguito dall'intera collettività per le emissioni globali evitate, tradotto in termini monetari, a favore delle collettività più ristrette che ne subiscono l'impatto ambientale. L'ipotesi di un meccanismo di tipo risarcitorio, che potrebbe sensibilmente attenuare l'opposizione sociale alla FER, non sembra essere stata finora considerata accanto a quella, già intrapresa, di incrementare l'efficacia della comunicazione.

La considerazione effettiva dei costi esterni, che trova già da tempo un significativo riscontro a livello locale, non ne riceve ancora alcuno analogo su un orizzonte globale. Qualora detti costi venissero concretamente internalizzati anche a livello globale, la competitività economica delle FER risulterebbe drasticamente ridefinita.

I costi ambientali associati allo sviluppo delle fonti concorrenti tradizionali non solo crescono in modo esponenziale ma, una volta che l'impatto sull'ambiente abbia superato la capacità di carico divenendo irreversibile, essi vanno considerati teoricamente infiniti. In alcuni contesti, dunque, qualora tali costi venissero internalizzati, annullerebbero ampiamente qualsiasi vantaggio competitivo delle fonti convenzionali sotto il profilo dei costi interni<sup>13</sup>.

#### 3.4. GENERAZIONE ELETTRICA, EMISSIONI-SERRA E RICADUTE AMBIENTALI

Il problema attuale, tuttavia, è costituito dal ruolo che le FER possono giocare sul breve e medio termine. Su questo orizzonte temporale più limitato la minore competitività delle FER sul piano strettamente economico dei costi interni è molto più pressante, incidendo profondamente sulle scelte relative alla loro adozione.

Pertanto il discrimine tra il perdurare del semplice carattere opzionale del ruolo delle FER (più che altro a fini di mera "ottemperanza" agli obiettivi stabiliti in sede europea) e, viceversa, l'imporsi immediato, "spontaneo" e deliberato di un loro ruolo strategico nelle scelte energetiche passa da una verifica dei loro vantaggi ambientali *anche* sul breve termine e, soprattutto, dalla loro internalizzazione.

Sul breve-medio termine le due principali tipologie di vantaggi ambientali sono quelli a carattere globale (emissioni-serra) che investono il decisore pubblico a livello nazionale soprattutto in termini

---

<sup>13</sup>Si potrebbe affermare che la funzione di quasi tutte le misure economiche (incentivi, misure fiscali, certificati verdi, ecc.) oggi già attuate o allo studio per sopperire agli svantaggi competitivi delle FER sul mercato dell'energia potrebbe essere in buona parte realizzata dalla effettiva considerazione dei costi esterni delle fonti convenzionali.



di scelte energetiche, e i vantaggi a carattere locale (emissioni non-serra)<sup>14</sup> che lo investono principalmente in termini di accettabilità sociale delle FER<sup>15</sup>.

In questa sede ci concentreremo sulle emissioni-serra in quanto la possibile entrata in vigore del Protocollo di Kyoto e soprattutto il connesso meccanismo di Emission Trading consentirà di fatto di avere per la prima volta una valutazione *monetaria* del danno ambientale delle emissioni-serra, fornita direttamente dal mercato sotto forma del prezzo dei diritti di emissione<sup>16</sup>.

Per quanto concerne le emissioni-serra i due principali elementi di cui occorre tener conto sono il *trend* della domanda di energia, in netto aumento, e i vincoli di riduzione imposti dal Protocollo di Kyoto. Il rispetto di tali vincoli richiede da un lato un significativo contenimento del *trend* della domanda<sup>17</sup>, dall'altro il suo disaccoppiamento dal *trend* delle emissioni: una riduzione sostanziale dell'intensità carbonica dell'offerta di energia.

Le variabili rilevanti nel breve-medio termine sul ruolo delle FER possono pertanto essere sinteticamente schematizzate come di seguito:

1) sul versante della produzione energetica:

- l'entità dell'aumento tendenziale della domanda;
- la quota da produrre sul territorio nazionale per ridurre (o quantomeno non incrementare) la dipendenza dall'estero e salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti;
- il bilanciamento e la diversificazione delle fonti;

2) sul versante riduzioni di emissioni-serra:

- le riduzioni totali da ottenere in termini effettivi (inglobando cioè quelle connesse alla maggior produzione energetica prevista);
- la quota di riduzioni totali da ottenere sul territorio nazionale, senza ricorrere ai meccanismi alternativi previsti dal Protocollo di Kyoto;
- la quota di tali riduzioni nazionali da imputare a carico del settore della generazione elettrica;

3) sul versante ambientale a livello locale:

- confronto costi-benefici relativamente all'impatto della nuova potenza elettrica in ottica di VAS (emissioni non-serra ed effetti sanitari, sull'ambiente, sul paesaggio ecc.) nonché di consenso/accettabilità sociale.

### 3.4.1. Tendenze a livello mondiale

Un quadro estremamente sintetico dello scenario *business as usual* di breve-medio termine a livello mondiale con riferimento alla domanda complessiva di energia primaria nonché alle prospettive

---

<sup>14</sup> I tradizionali inquinanti "puntuali" hanno una rilevanza significativa sul piano sanitario a seconda del loro livello di concentrazione. Perciò quanto più le riduzioni sono dislocate in modo da livellare picchi localizzati (effettivi o, nel caso di nuovi impianti, potenziali) tanto maggiori saranno i benefici ambientali: sotto questo profilo la piccola scala degli impianti da FER costituisce un vantaggio.

<sup>15</sup> Per un approfondimento del tema dell'accettabilità sociale vedi il capitolo dedicato.

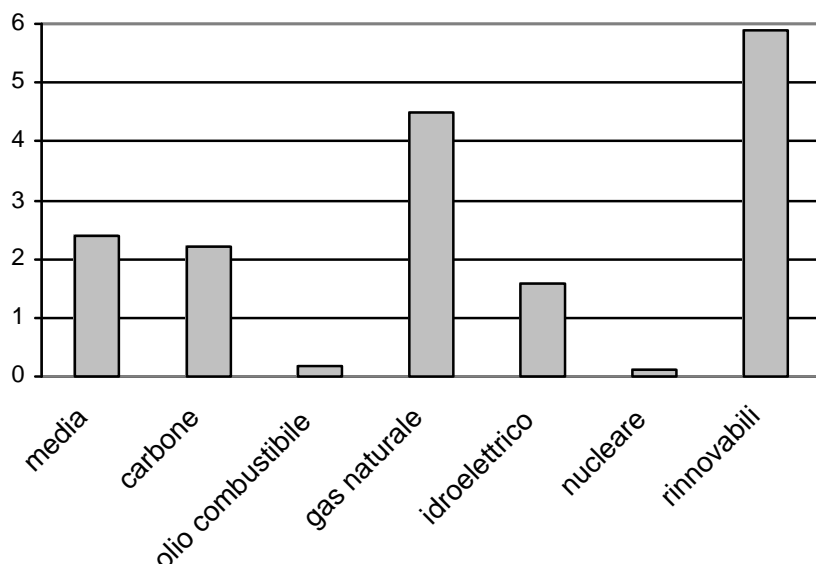
<sup>16</sup> È evidente, comunque, che si tratta in ogni caso di una valutazione imperfetta sia in quanto dipendente dall'entità dell'obiettivo di riduzione che si è scelto di perseguire a livello globale, sia in quanto influenzata e distorta da molti altri fattori quali ad es. la cosiddetta "hot air" (surplus di diritti di emissione disponibili per i Paesi dell'Est europeo).

<sup>17</sup> E ciò attraverso due canali principali: nel settore industriale – dove già si è prossimi all'esaurimento dei margini di miglioramento dell'efficienza energetica sul mix di fonti utilizzate – innovazioni di prodotto e di processo che riducano l'intensità energetica; nel settore civile e terziario lo sfruttamento di tutte le forme di risparmio attualmente disponibili.

nella generazione elettrica può essere tracciato in base alle ultime proiezioni fornite dalla IEA nel *World Energy Outlook 2002*. Le proiezioni del WEO, oltretutto di breve termine costituiscono – è bene precisarlo – uno scenario tendenziale di riferimento, quindi nettamente ridimensionato ai fini dello sviluppo delle FER rispetto agli scenari di medio-lungo termine *centrati* sul contenimento delle emissioni elaborati da IIASA-WEC e dall’IPCC; in questo contesto emergono tendenze che portano ad un limitato sviluppo dell’energia da fonti rinnovabili. Il quadro energetico complessivo che emerge dal WEO 2002 può essere sintetizzato come di seguito:

- una crescita prevista della domanda di energia primaria dell’1,7% annuo in media dal 2000 al 2030, media ponderata tra: +1,4% carbone; +1,6% petrolio; +2,4% gas naturale; +1,6% idroelettrico<sup>18</sup>; +0,1% nucleare; +3,3% rinnovabili escluso idro;
- una conseguente modifica dell’incidenza delle fonti sulla domanda di energia primaria come segue: petrolio dal 38 al 37%; carbone dal 26 al 24%; gas naturale dal 23 al 28%; nucleare dal 7 al 5%; idroelettrico dal 3 al 2%; rinnovabili – escluso idro – dal 2 al 4%. Emergono dunque come dati salienti la significativa espansione del gas naturale e quella delle rinnovabili, altrettanto significativa ma soltanto in termini relativi;
- con riferimento alla generazione elettrica, ne è prevista una crescita del 2,4% annuo (figura 3.4.1), media ponderata delle diverse fonti in cui confluiscono: +2,2% carbone; +0,2% olio combustibile; +4,5% gas naturale; +1,6% idroelettrico; +0,1% nucleare; +5,9% rinnovabili escluso idro. Anche in questo caso emergono il forte ricorso al gas naturale e – in soli termini relativi – alle rinnovabili, cui si aggiunge la stazionarietà del petrolio e la significativa ripresa nell’uso del carbone;
- l’incidenza delle varie fonti sulla generazione elettrica risulterà così modificata: carbone da 38,9 a 36,7%; petrolio da 8 a 4,2%; gas naturale da 17,4 a 31,5%; nucleare da 16,8 a 8,6%; idroelettrico da 17,2 a 13,5%; rinnovabili (escluso idro) da 1,6 a 4,4%<sup>19</sup> (figura 3.4.2);

Figura 3.4.1 - Generazione elettrica; tassi di incremento al 2030 per fonti

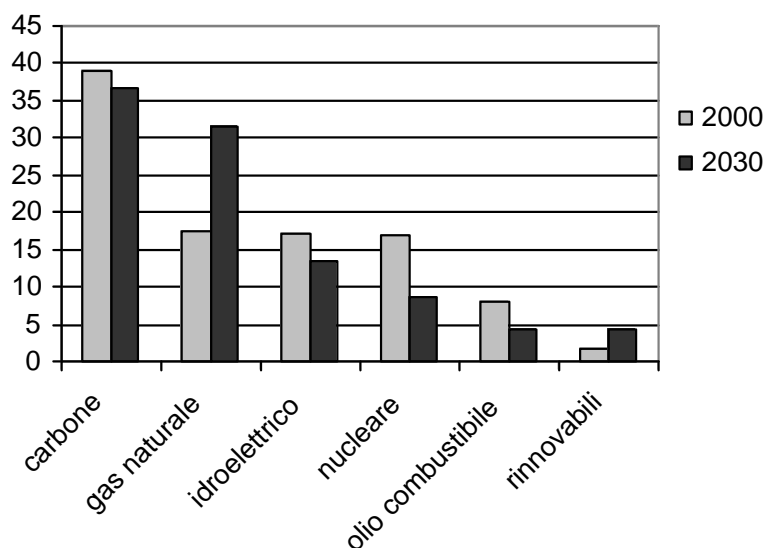


Fonte: IEA, World Energy Outlook 2002

<sup>18</sup> L’esclusione riguarda il “tradizionale” idroelettrico di grandi dimensioni (>10 MW), che va tenuto distinto dal *mini*-idroelettrico (<10 MW), generalmente ricompreso nelle FER.

<sup>19</sup> Da 2,25% a 7,1% limitatamente ai soli Paesi OECD.

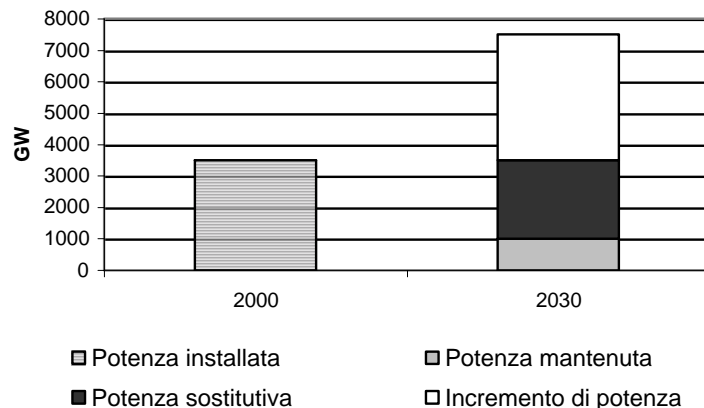
Figura 3.4.2 - Ripartizione percentuale della generazione elettrica per fonti (attuale, prevista)



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2002

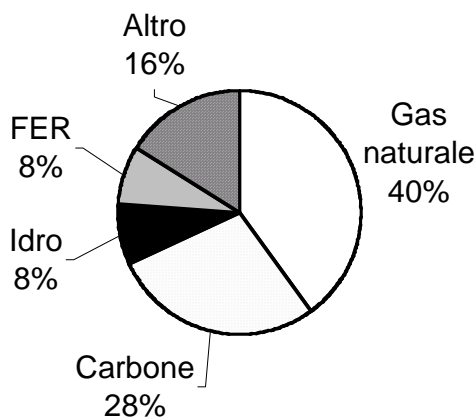
- un aumento della potenza installata di oltre il doppio, dagli attuali 3500 GW a circa 7500 (figura 3.4.3); la potenza derivante da nuovi impianti sarà di almeno 5000 GW, di cui 4000 per far fronte alla maggior domanda netta, 1000 GW in sostituzione dell'attuale potenza già installata. Dei 5000 GW complessivi prodotti da nuovi impianti, almeno la metà saranno localizzati nei PVS;
- una prevista ripartizione della nuova potenza installata, per tipologia di fonte (figura 3.4.4), pari a: 2000 GW (40%) da gas naturale; 1400 GW (28%) da carbone; 400 GW (8%) dall'idroelettrico; 380 GW (7,8%) da altre FER; circa 300 GW da olio combustibile (6%); circa 250 GW da nucleare (5%) e circa 100 GW (1%) da celle a combustibile.
- nell'ambito delle FER (figura 3.4.5), la maggiore espansione è prevista per l'eolico (+10% annuo fino a 539 TW nel 2030), per le biomasse (+4,2% annuo fino a 568 TW), per il solare termico (+16% annuo fino a 92 TW). Il geotermico dovrebbe crescere a un ritmo del 4,3% annuo.

Figura 3.4.3 - Incremento della potenza installata (nuova, sostitutiva e potenza precedente)



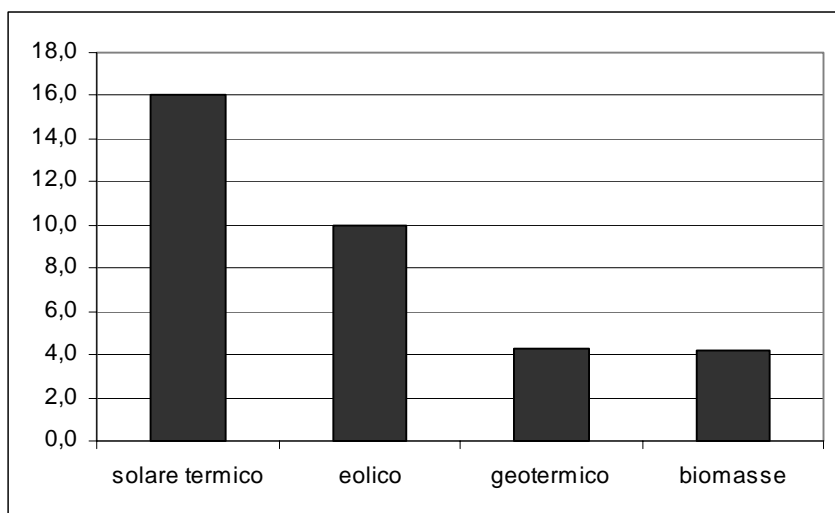
Fonte: IEA, World Energy Outlook 2002

Figura 3.4.4 - Ripartizione nuova potenza installata per fonte



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2002

Figura 3.4.5 - Incrementi percentuali 2000-2030 previsti per le FER



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2002

### 3.4.2. Tendenze a livello europeo

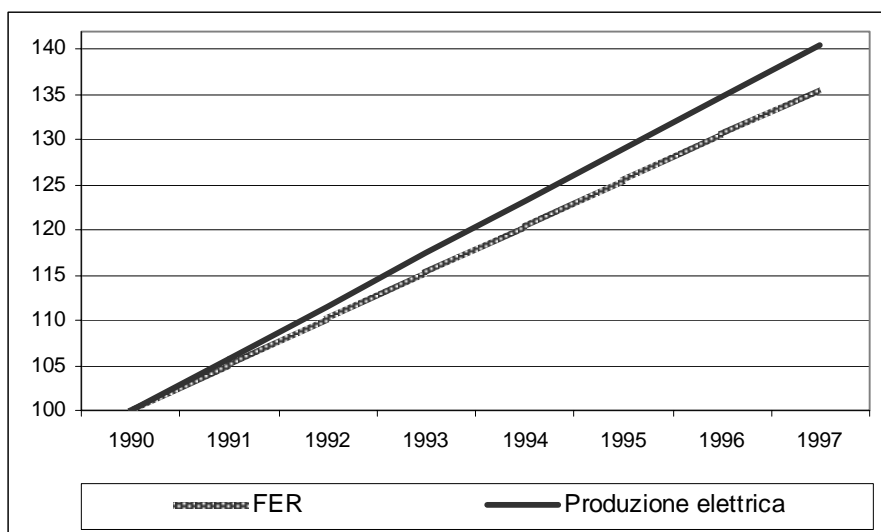
Con riferimento ai soli Paesi UE la capacità elettrica installata al 1997 era pari a 556 GW, di cui il 56% proveniente da centrali termiche, il resto da idroelettrico, eolico, nucleare; nel decennio 1987-1997 la percentuale di energia prodotta da FER si è mantenuta stabile intorno al 5,8%, nonostante a partire dal 1990 la produzione elettrica si sia incrementata a un ritmo del 5,1% annuo<sup>20</sup> (figura 3.4.6).

<sup>20</sup> *L'industria italiana di tecnologie per le fonti rinnovabili di energia: posizionamento tecnologico e di mercato, prospettive di politiche di incentivazione mirate*, Kyoto Club, p. 7

Sempre relativamente all'UE, la domanda di energia elettrica è coperta per il 41% dal petrolio, per il 22% dal gas naturale, per il 16% dai combustibili solidi (carbone, lignite, torba), per il 15% dal nucleare e per il 6% dalle FER <sup>21</sup> (figura 3.4.7).

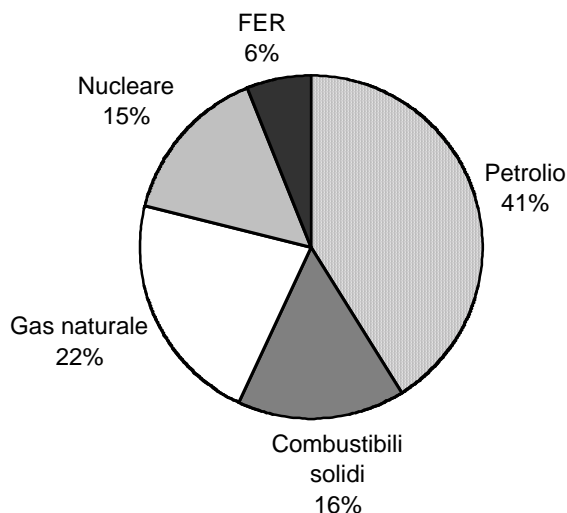
In uno scenario "business as usual", ossia senza interventi specifici con l'attuale cornice normativa, tariffaria, fiscale e macroeconomica, il bilancio energetico verso il 2030 continuerà a vedere abbastanza stabili il petrolio e il carbone (rispettivamente -3% +3%), aumentare nettamente il gas (+7%), diminuire il nucleare (-9%) e una sostanziale stagnazione per le FER (+2%) (figura 3.4.8).

Figura 3.4.6 - Energia da FER vs. produzione elettrica: incrementi annui percentuali 1990-1997



Fonte: UE Green Paper 2000

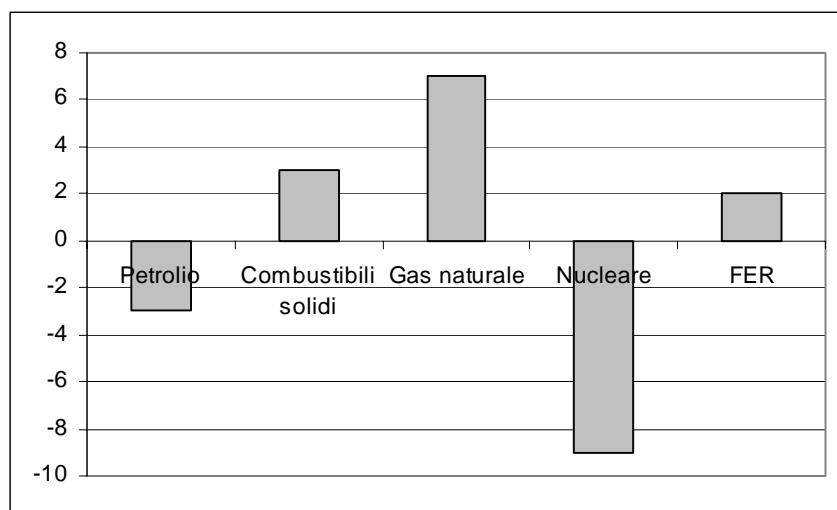
Figura 3.4.7 - UE: copertura della domanda di energia per fonti (anno 1997)



Fonte: UE Green Paper 2000

<sup>21</sup> Green Paper, Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico [COM (2000) 769 def], p. 47.

Figura 3.4.8 - Variazioni nell'incidenza delle fonti al 2030 (scenario *business as usual*)



Fonte: UE Green Paper 2000

Lo sviluppo delle FER nel *business as usual scenario* appare evidentemente in netto contrasto sia con gli obiettivi di lungo periodo posti dalla Commissione Europea nel Libro Bianco<sup>22</sup> sia con quelli di breve periodo, oggetto di apposita direttiva, che prevedono di raddoppiare la quota di consumo annuo di energia proveniente da rinnovabili (dal 6% dei consumi energetici del 1995 al 12% nel 2010), corrispondente a una quota-obiettivo di produzione elettrica lorda pari al 12,5%<sup>23</sup> dal 3,2% del 1997: in termini assoluti, si tratta di 675 TWh elettrici.

“Circa l’offerta, si deve dare priorità alla lotta contro il cambiamento climatico. Lo sviluppo delle energie nuove e rinnovabili, compresi i biocarburanti, è la chiave di volta del cambiamento. Raddoppiare la loro quota dal 6 al 12% nel bilancio energetico e passare dal 14 al 22% nella produzione di elettricità è un obiettivo che va raggiunto entro il 2010. Nelle condizioni attuali esse ristagneranno sul 7% in dieci anni. Soltanto misure finanziarie (aiuti di Stato, detrazioni fiscali, sostegno finanziario) potrebbero favorire un obiettivo così ambizioso. Una pista da esplorare è l’idea che le energie redditizie (petrolio, gas, nucleare) finanzino lo sviluppo delle energie rinnovabili che finora non hanno beneficiato come le altre energie convenzionali di un congruo sostegno. Gli ostacoli amministrativi e ambientali sono oggi maggiori che al momento dello sviluppo delle energie convenzionali e comportano costi di investimento supplementari”<sup>24</sup>.

Appare dunque evidente quanto elevati siano i *target* relativi alle FER *fin dal breve-medio termine*. Le ragioni di un piano così ambizioso vanno ricercate nel vincolo rappresentato per il settore della generazione elettrica dalle riduzioni di emissioni imposte dal Protocollo di Kyoto, riduzioni da realizzarsi attraverso azioni domestiche e/o l’uso dei meccanismi flessibili (Emission Trading, Joint Implementation, Clean Development Mechanism).

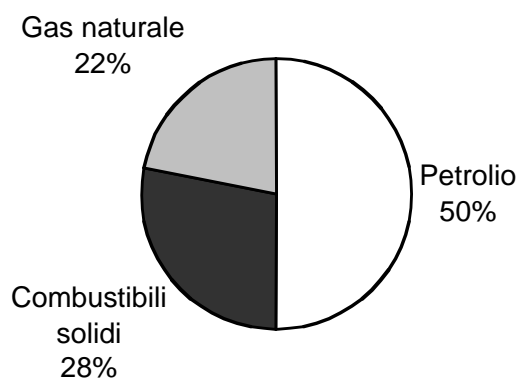
Per valutare il ruolo delle FER in termini di possibile beneficio ambientale, si consideri che nell’Unione Europea al 1999 le emissioni di CO<sub>2</sub> derivavano per il 50% dall’uso del petrolio, per il 28% dal carbone e per il 22% dal gas naturale (figura 3.4.9).

<sup>22</sup> [COM (1997) 599 def ]Energy for the future: renewable Source of energy: white Paper for a Community Strategy and Action Plan.

<sup>23</sup> L’industria italiana di tecnologie per le fonti rinnovabili di energia: posizionamento tecnologico e di mercato, prospettive di politiche di incentivazione mirate, Kyoto Club, p. 8

<sup>24</sup> UE Green Paper 2000.

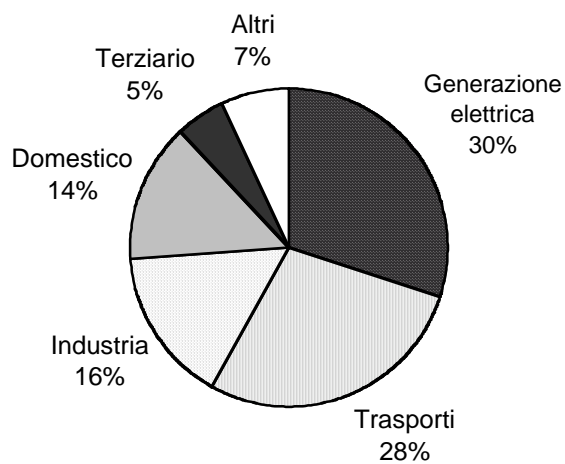
Figura 3.4.9 - Emissioni di CO<sub>2</sub> per fonti al 1999



Fonte: UE Green Paper 2000

In termini di settori, le emissioni derivano per il 30% dalla produzione elettrica, per il 28% dal settore trasporti, per il 16% dall'industria, per il 14% dal settore domestico, per il 5% dal terziario<sup>25</sup> (figura 3.4.10).

Figura 3.4.10 - Emissioni di CO<sub>2</sub> per settori al 1999

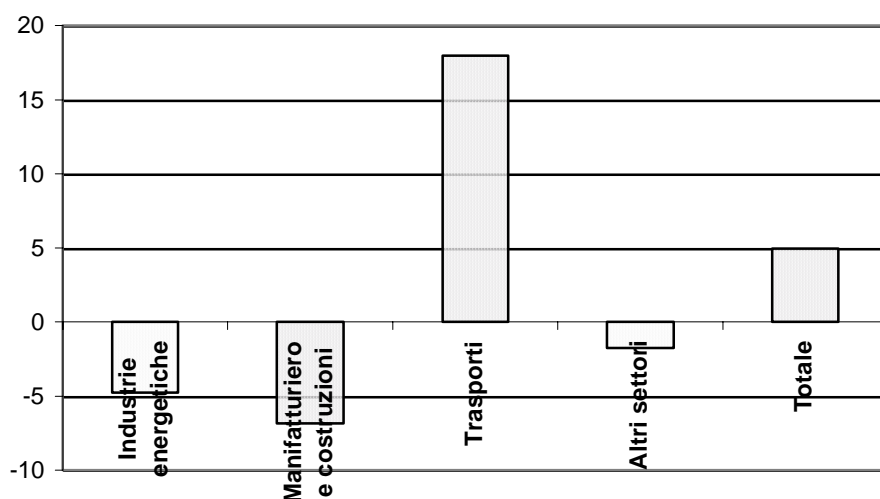


Fonte: UE Green Paper 2000

<sup>25</sup> Green Paper, ibidem, p. 50.

Risulta cruciale rilevare come il *trend* dal 1990 al 2000 abbia visto una diminuzione delle emissioni serra in tutti i settori tranne quello dei trasporti<sup>26</sup> (figura 3.4.11), il cui aumento è peraltro destinato a perdurare sia a causa della maggior domanda di mobilità, sia per il fatto che *non* si prevede alcuna riduzione sostanziale nella dipendenza di questo settore dalla fonte petrolifera<sup>27</sup> che continuerà ad oscillare intorno al 98%.

Figura 3.4.11 - Incrementi di emissioni per settore 1999-2000



Fonte: IPCC

Si prevede<sup>28</sup> che le emissioni del settore trasporti, sempre a livello europeo, passino dai 739 MtCO<sub>2</sub> (1999) ai 1113 Mt del 2010 (+ 50%): questi 374 MtCO<sub>2</sub> addizionali faranno sì che il solo settore in questione, a fronte di un'incidenza del 28% sulle emissioni storiche al 1999, inciderà per ben il 90% sugli *incrementi* effettivi totali previsti fino al 2010 (circa 410 Mt).

Il rispetto degli impegni di Kyoto, pertanto, comporterà:

- che le riduzioni effettive da ottenere saranno date dalla somma del surplus già esistente rispetto al 1990 e di quello tendenziale (410 Mt) di cui si è detto;
- che l'onere di tali riduzioni, escludendo i margini di risparmio nella domanda energetica ottenibile nel settore civile/terziario, *graverà principalmente sul settore della generazione elettrica* in quanto l'altro possibile serbatoio per miglioramenti di efficienza nel mix energetico (il settore industriale) è stato già sostanzialmente sfruttato<sup>29</sup>. Le riduzioni non potranno essere pertanto ottenute in misura omogenea tra i vari settori, pur restando ferma la necessità di minimizzarne i costi.

<sup>26</sup> La classificazione IPCC comprende: 1) industrie energetiche (generazione di energia elettrica e raffinazione del greggio): -4,78% ; 2) industria manifatturiera e costruzioni: -6,87% ; 3) trasporti: +17,95% ; 4) altri settori (terziario, residenziale, agricoltura): -1,76%. In totale (media ponderata) le emissioni sono aumentate del 4,96%.

<sup>27</sup> Tale disaccoppiamento potrebbe provenire solo da un aumento significativo della quota di trasporto su rotaia, dell'incidenza di veicoli elettrici oppure alimentati con combustibili attualmente allo stadio sperimentale (idrogeno ecc.). In particolare il trasporto stradale comporta l'85% delle emissioni di CO<sub>2</sub> da trasporti; le emissioni unitarie per tonnellata di merci trasportata su strada è pari a 6 volte quelle delle merci trasportate per ferrovia.

<sup>28</sup> *Green Paper*, ibidem, p. 50.

<sup>29</sup> Gli incrementi di efficienza già ottenuti rendono sostanzialmente più elevati i costi marginali di riduzione in quanto si tratterebbe di passare da una riduzione dell'intensità carbonica ad una dell'intensità energetica; al contempo, il settore industriale è il più esposto e vulnerabile ai riflessi delle fasi negative del ciclo macroeconomico.



### 3.4.3. Situazione italiana

Per quanto riguarda in particolare la situazione italiana, ci si trova nella necessità di aumentare la potenza elettrica installata sul territorio nazionale per accrescere l'offerta di energia elettrica a fronte di una tendenza crescente della domanda, evitando al contempo che ciò avvenga a prezzo di un eccessivo appesantimento della dipendenza dall'estero a discapito della sicurezza degli approvvigionamenti. L'aumento della produzione di energia elettrica si trova ad essere gravato da due vincoli tra loro contrastanti. Da un lato, la necessità di allineare alla media europea le tariffe elettriche per le utenze industriali e domestiche ad alto consumo che sono attualmente più alte<sup>30</sup> – provocando un deficit di competitività al sistema produttivo – pone uno stringente vincolo economico-tecnico sui costi della nuova produzione per garantire l'indispensabile grado di profittabilità di un mercato avviato alla liberalizzazione.

D'altro canto, i vincoli ambientali relativi soprattutto alle emissioni serra posti dal Protocollo di Kyoto richiedono un drastico aumento di efficienza ed abbattimento dell'intensità carbonica della produzione elettrica che comporta, inevitabilmente, un aggravio dei costi stessi.

### 3.5. COSTI INTERNI COMPARATI DELLA GENERAZIONE ELETTRICA

Il costo unitario *aziendale* (ossia interno) del kWh prodotto risulta positivamente correlato alla riduzione delle emissioni specifiche (kgCO<sub>2</sub>/kWh) (tabella 3.5.1).

Tabella 3.5.1 - Costi interni unitari ed emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> del kWh elettrico

Impianto	Costo aziendale (c€/kWh)	Emissioni (kgCO <sub>2</sub> )
Carbone	3,1	0,9460
Olio combustibile	3,9	0,711
Gas naturale	4,5	0,467
Ciclo combinato a gas naturale	4,7	0,402
Cogenerazione a ciclo combinato	4,9-5,3	0,287-0,278
FER*	9,1	0

\* Il valore delle FER è una media ponderata tra eolico, fotovoltaico, biomasse, biogas e rifiuti

Fonte: De Paoli L, Lorenzoni A., Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione, FrancoAngeli, 1999.

Tale correlazione è dovuta a ragioni sia di tipo economico (in relazione al prezzo unitario del combustibile e a tutti gli elementi che lo influenzano nel breve e nel lungo periodo), sia tecnico-economico (in rapporto ai costi fissi d'investimento dei vari tipi di impianto, alla vita operativa media e ai conseguenti costi di ammortamento, alla velocità di obsolescenza tecnologica, ai costi standard di gestione, al grado di flessibilità e di possibile sfruttamento delle economie di scala). Conoscendo le emissioni specifiche del kWh ottenuto da ciascuna fonte e il rispettivo costo interno si ha che il costo unitario delle emissioni evitate è pari, approssimativamente, all'inverso del rapporto tra riduzione delle emissioni specifiche del kWh e incremento del suo costo<sup>31</sup>.

<sup>30</sup> L'Italia presenta un forte scostamento (circa il 50% in più) nei prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali e per quelle domestiche ad alto consumo (3500 kWh); viceversa per le utenze domestiche a basso consumo (1200 kWh) il costo è nettamente inferiore (60% della media UE al lordo delle imposte). In sostanza le tariffe sono fortemente progressive e, specie per le utenze domestiche, premiano i bassi consumi. Il riallineamento alla media europea comporta, di fatto un'incentivazione a maggiori consumi.

<sup>31</sup> Ad esempio, assumendo come riferimento un impianto ad olio combustibile di 600 MW nonché la CO<sub>2</sub> prodotta (espressa in kgCO<sub>2</sub>/kWh) e i costi aziendali di cui alla nota precedente (espressi in c€/kWh) si ha che il costo della CO<sub>2</sub> evitata è di 2,5 c€/kgCO<sub>2</sub> sostituendo l'impianto di riferimento con uno a ciclo combinato a gas naturale, di 2,2/3,2 c€ (secondo la potenza di impianto) con la scelta della cogenerazione, e di ben 7,3 c€ in caso di scelta delle FER (valore ponderato che risente, tuttavia, degli alti costi del fotovoltaico: vedi oltre nel testo).

Il costo interno del kWh da FER risente essenzialmente degli elevati costi fissi dell'investimento, i quali variano<sup>32</sup> in un range compreso tra 500 €/kW (biogas) e 7000 €/kW<sup>33</sup> (fotovoltaico).

Secondo il metodo raccomandato dalla IEA in base ai valori medi standard degli anni di vita e delle ore di funzionamento dell'impianto, i costi interni del kWh da FER si interpongono mediamente tra gli estremi di 1,44 c€/kWh (biogas) e 33,7-42,8 c€/kWh (fotovoltaico), con le altre FER (mini-idroelettrico, eolico, geotermico, biomassa e rifiuti) comprese tra 4 e 4,7 c€/kWh (tabella 3.5.2). Risulta evidente il forte effetto negativo dei costi fissi di investimento sulla competitività delle FER confrontandoli con quelli del kWh prodotto da un impianto policombustibile (circa 2 c€), cogenerativo a ciclo combinato (1,6-1,9 c€); a ciclo combinato a gas naturale (0,8 c€). Rispetto poi agli impianti a carbone, ad olio combustibile e a gas naturale già esistenti ed operativi la differenza risulta ancora maggiore in quanto, in questi casi, i costi fissi di investimento sono stati già ampiamente ammortizzati e dunque sono da assumere nulli.

Il rispettivo costo di esercizio e manutenzione concorre poi ad ampliare la differenza, in quanto oscilla tra 1,3 e 2,1 c€/kWh per le FER (escluse biomasse, a 4,1 c€ e fotovoltaico, costi nulli) mentre si mantiene tra 0,4 e 0,7 c€ per gli impianti tradizionali e cogenerativi. In definitiva, il costo totale interno fisso del kWh da FER ammonta, in media, tra i 3,5 c€ del biogas, i 6-7 c€ di mini-idroelettrico, eolico, rifiuti, geotermico e biomassa, gli 11-13 c€ del solare termodinamico; rimane nettamente non competitivo il fotovoltaico (34-43 c€).

La discrepanza tuttavia si riduce aggiungendo i costi variabili (tabella 3.5.3), dipendenti dal prezzo del combustibile, che è ovviamente nullo per le FER (con l'unica eccezione della biomassa: 4,3 c€), mentre per le centrali tradizionali si possono assumere valori compresi tra 2,6 c€ per il carbone, 2,7 per la cogenerazione a ciclo combinato, 3,6 per l'olio combustibile e il ciclo combinato a gas naturale, 4,1 per il gas naturale.

Tabella 3.5.2 - Costo interno: costi fissi ponderati per ciclo di vita standard (c€/kWh)

Fonte	Valore minimo	Valore medio	Valore massimo
Rinnovabili	1,44 (biogas)	4 -4,7 (mini-idro, eolico, geotermico, biomassa, rifiuti)	33,7-42,8 (fotovoltaico)
Convenzionali	0 (carbone; olio combustibile; gas naturale)*	0,8 (ciclo combinato a gas naturale) 1,6-1,9 (cogenerativo a ciclo combinato)	≅ 2 (policombustibile)

\* Impianti già esistenti e ammortizzati  
Fonte: IEFÉ-Univ. Bocconi, Milano

Tabella 3.5.3 - Costo interno: costi variabili (c€/kWh)

Fonte	Valore minimo	Valore medio	Valore massimo
Rinnovabili	0		4,3 (biomasse)
Convenzionali	2,6 (carbone)	2,7 (cogenerazione a ciclo combinato) 3,6 (olio combustibile; ciclo comb. a gas naturale)	4,1 (gas naturale)

Fonte: IEFÉ-Univ. Bocconi, Milano

<sup>32</sup> Con riferimento a uno studio condotto dallo IEFÉ, Univ. Bocconi.

<sup>33</sup> Prezzo di riferimento per impianti fotovoltaici di piccola taglia (fino a 10kW)

Tabella 3.5.4 - Costo interno: costo totale (fisso + variabile) (c€/kWh)

Fonte	Valore minimo	Valore medio	Valore massimo
Rinnovabili	1,44 (biogas)	4 -5,1 (miniidro, eolico, geotermico, biomassa, rifiuti)	33,7-42,8 (fotovoltaico)
Convenzionali	3,1 (carbone)	3,9 (olio combustibile) 4,5 (gas naturale)	5-6 (policombustibile)

Fonte: IEFE-Univ. Bocconi, Milano

Assumendo per semplicità come riferimento l'impianto policombustibile, il costo totale del kWh diviene di conseguenza pari a circa 5-6 c€, valori inferiori (3,1/3,9/4,5 c€) si ottengono rispettivamente per carbone, olio combustibile e gas naturale considerando il già avvenuto ammortamento dei costi fissi di cui si è detto.

Da quanto sopra si può dunque dedurre che il costo totale del kWh ottenibile da quasi tutte le FER (fotovoltaico escluso) è già pienamente competitivo con quello ottenuto da fonti tradizionali (tabella 3.5.4). E questo viene rafforzato dal fatto che il ricorso alle FER non concerne sostituzioni di impianti già esistenti poiché non si tratta, intrinsecamente, di tecnologie in grado di concentrare fisicamente potenze elettriche elevate.

Il ricorso alle FER si configura piuttosto come scelta alternativa riguardante la nuova potenza elettrica da installare, dove l'impianto di riferimento ed i costi connessi sono quelli previsti in un *business as usual scenario* che comunque deve tener conto dei vincoli ambientali. Pertanto non è possibile assumere, ad esempio, un impianto ad olio combustibile come termine di riferimento per il calcolo dei costi delle emissioni evitate con il ricorso alle FER, poiché impianti di questo tipo non compaiono in alcun modo nei *business as usual scenarios* relativi alla nuova potenza da installare.

Poiché la nuova potenza installata dovrà notevolmente ridurre l'intensità carbonica media della produzione elettrica e dunque prevedere su larga scala il ricorso ad impianti ad alta efficienza, in gran parte dei casi sarebbero questi ultimi a dover essere assunti come corretto riferimento per calcolare i costi unitari delle riduzioni di emissioni, con un notevole effetto di compressione sui costi stessi.

Un'ampia riconversione del parco termoelettrico esistente (in particolare dall'olio combustibile al gas naturale) come programmato dalla delibera CIPE del 1998, è già avvenuto, ed è ulteriormente prevista nel suo aggiornamento del 2002.

### 3.6. COMPETITIVITÀ DELLE FONTI RINNOVABILI NEL BREVE TERMINE: VARIABILI ECONOMICHE

È ora opportuno sottolineare e schematizzare in sintesi i fattori esogeni che fin dal breve termine influiscono sulla competitività economica relativa di fonti convenzionali e FER, giocando a favore e a sfavore di una scelta strategica di queste ultime.

#### 3.6.1. Variabile-prezzo dal lato offerta

L'andamento dei prezzi dei combustibili fossili costituisce una variabile imprescindibile in quanto ogni tendenziale diminuzione si traduce in una maggior competitività economica del kWh tradizionale o comunque in un maggior costo opportunità del kWh da fonti rinnovabili. La rilevanza di tale variabile deriva dal fatto che a livello mondiale si è assistito nell'ultimo decennio ad un

significativo effetto calmierante sulla domanda di energia indotto da una diminuzione di circa il 10% dell'intensità energetica nei Paesi OCSE, cui si è sovrapposto nell'ultimo triennio l'effetto del vistoso rallentamento del ciclo economico avvenuto negli Stati Uniti e propagatosi a tutti i principali Paesi industrializzati.

L'interazione tra questi due effetti – uno strutturale ed uno che, pur congiunturale, si è protratto con una durata finora inedita – ha determinato una stagnazione della domanda di petrolio (il cui prezzo ha dovuto essere più volte sostenuto dal cartello OPEC), un leggero incremento di quella del carbone prontamente soddisfatta da un corrispondente aumento dell'offerta<sup>34</sup> e del gas naturale, l'unica fonte convenzionale il cui prezzo appare oggi in relativa crescita nel medio-lungo periodo a causa del significativo incremento del suo utilizzo<sup>35</sup>. In sostanza a livello mondiale l'offerta di energia proveniente da fonti fossili risulta sufficientemente abbondante e dunque elastica rispetto alla domanda da impedire che il previsto aumento di quest'ultima possa generare una tendenza duratura al rialzo dei prezzi e un conseguente vantaggio comparato per le fonti rinnovabili. Nello specifico caso italiano, questo è confermato dagli scenari tendenziali (vedi capitolo dedicato) nei quali l'unico effetto rilevante nel mix di energia primaria nel decennio 2000-2015 è la progressiva convergenza delle quote del gas naturale e del petrolio su valori pari entrambi a circa il 40%, laddove, tuttavia, la loro somma continua a stazionare sull'80%.

Un ulteriore effetto sul prezzo dei combustibili fossili nell'area europea è collegato poi all'andamento del tasso di cambio €US\$. Poiché i prezzi delle materie prime energetiche sono espresse in dollari, è evidente che un notevole deprezzamento della valuta statunitense rispetto all'euro, qual è quello verificatosi negli ultimi mesi passando da un minimo di 0,83 fino a sfiorare un massimo di 1,3 (-50% al culmine della svalutazione), rende ulteriormente conveniente il ricorso alle fonti fossili, specialmente per quei Paesi come l'Italia fortemente dipendenti dall'estero. È anche vero, tuttavia, che storicamente il dollaro tende a deprezzarsi proprio nelle fasi di contrazione economica, nelle quali i consumi energetici e le emissioni si riducono. Di conseguenza la maggior convenienza delle fonti fossili tende ad essere neutralizzata dalla minor necessità di consumo..

### 3.6.2. Variabile-prezzo dal lato domanda

I margini di competitività delle FER risentono in particolare in Italia di un ulteriore effetto negativo legato al previsto graduale sentiero di riduzione delle tariffe elettriche (che ai livelli attuali, nettamente più alti della media europea, determinano un aggravio strutturale di competitività al sistema produttivo nazionale). Le FER non dispongono dell'effetto-cuscinetto connesso al prezzo del combustibile in quanto i costi medi unitari tendono a coincidere con quelli fissi e quindi a restare rigidi nel breve periodo<sup>36</sup>; con le fonti tradizionali è possibile invece sia variare e ottimizzare il mix in modo funzionale alle oscillazioni della struttura dei rispettivi prezzi, sia giovare delle diminuzioni generalizzate dei prezzi traslando la riduzione sulle tariffe.

Il prezzo dell'elettricità da FER, quindi, resta tendenzialmente rigido in un contesto di prezzi "concorrenti" in diminuzione. Conseguentemente il cuneo, già esistente, tra il prezzo del kWh da FER e quello tradizionale verrà ad ampliarsi rendendo ancor più obbligato per lo sviluppo delle FER l'attuale sistema in cui, al di fuori di un meccanismo di mercato, da un lato il prezzo è amministrato e dall'altro la quota di domanda (2%) viene garantita *ex lege* (c.d. decreto Bersani).

---

<sup>34</sup> In particolare la maggior domanda di carbone è provenuta da Paesi emergenti come Cina, India e Russia, dotati di ampie riserve proprie. Ciò si è riflesso in un temporaneo aumento del prezzo durante il 2001 (con un picco di +40% a luglio, 58 \$t contro i circa 40 abituali) quasi del tutto rientrato, anche in termini di bassa volatilità, con il 2002.

<sup>35</sup> In particolare nella generazione elettrica e produzione di calore nell'industria, nonché nel settore civile.

<sup>36</sup> Ovviamente nel lungo periodo essi risentono invece del progresso tecnologico (vedi, oltre, il paragrafo dedicato alle cosiddette curve di apprendimento).

La controprova “empirica” circa la necessità della domanda garantita è confermato dall’evidenza di altri Paesi europei nei quali, pur con livelli tariffari medi già inferiori a quelli italiani, la diminuzione dei prezzi innescata dalla concorrenza ha portato fuori mercato diversi impianti cogenerativi. È chiaro che il prezzo amministrato comporta, dal punto di vista dei costi strettamente aziendali (interni), un’inefficienza il cui costo si trasla sull’utenza finale obbligata indirettamente all’acquisto per il tramite delle società distributrici: tale inefficienza, proprio in quanto consiste nella differenza di costo tra kWh da FER e kWh tradizionale, rischia di ampliarsi in ragione della riduzione tariffaria.

D’altro canto, tuttavia, il meccanismo di prezzo amministrato va inteso come tutela di un mercato nascente, necessario a garantire ai primi produttori da FER margini di profitto sufficienti a reinvestire nella ricerca i cui risultati, opportunamente diffusi, sono in grado di generare nel lungo periodo il tipico abbassamento dei costi dovuto all’entrata di nuovi produttori che possono beneficiarne a costi quasi nulli. Si tratta del sentiero temporale di sviluppo del mercato riassunto nella cosiddetta curva di apprendimento, su cui ci soffermeremo in seguito per valutarne la diversa configurazione che ha assunto nei vari Paesi. In questo senso andrebbero intese le modifiche al decreto Bersani previste nel decreto di recepimento della 2001/77/CE.

### 3.7. COMPETITIVITÀ DELLE FONTI RINNOVABILI NEL BREVE TERMINE: VARIABILI AMBIENTALI

Consideriamo infine come, sempre nel breve termine, l’opzione relativa alle FER viene a configurarsi in relazione agli aspetti ambientali, i quali possono riassumersi in:

- vincoli alle emissioni di gas serra previsti dal Protocollo di Kyoto (*burden sharing*) al 2010;
- probabili ulteriori restrizioni successive ai *commitment period* successivi al 2008-2012 secondo la logica della progressività, ispiratrice del Protocollo;
- quantificazione dei costi connessi alle emissioni non-serra derivanti dalla produzione di energia da fonti fossili (di questo aspetto, attinente il livello locale, non ci occuperemo tuttavia in questa sede).

Le prospettive di breve termine derivano in modo sostanziale da uno “status quo” determinato nel recente passato dall’interazione tra l’evoluzione dei consumi e dell’efficienza energetica, le scelte di politica energetica nonché la cornice legislativa.

#### 3.7.1. L’Italia rispetto a Kyoto. Il decennio 1990-2000 e la prima delibera CIPE

Le emissioni totali dell’Italia al 1990 ammontavano a 521 MtCO<sub>2</sub>, rispetto alle quali il *target* di Kyoto (-6,5%) obbliga per il 2010 a un tetto di 487,1: le riduzioni *teoriche* da ottenere sono dunque pari a quasi 34 MtCO<sub>2</sub>. A queste occorre tuttavia gli aumenti effettivi già avvenuti a partire dal 1990 ad oggi e quelli tendenziali da oggi al 2010, che derivano essenzialmente dal settore elettrico e da quello trasporti. La produzione di energia elettrica da FER, in Italia, è passata dai 37 TWh del 1987 ai 46,5 del 1997 (dato Eurostat), ma il rispetto della direttiva europea 77/2001 recepita nel decreto Bersani 11/9/1999, sebbene ridefinita al ribasso in una nota del Governo alla direttiva (nota 4) imporrà un aumento ad almeno 70 TWh. La delibera CIPE del 1998 prevedeva che le riduzioni di emissioni avrebbero dovuto essere ottenute per il 40% dal settore elettrico (altrettanto nei settori di uso finale dell’energia e per il restante 20% nei settori non energetici) richiedendo in sostanza al settore della generazione elettrica una *performance* superiore, in termini relativi, a quella degli altri

settori<sup>37</sup>. A una prima verifica si è invece dovuto prendere atto non solo che tra il 1990 ed il 2000 le emissioni nazionali complessive erano aumentate di circa il 6%, ma soprattutto che nell'ambito specifico dello stesso settore elettrico si era registrata una variazione pressoché coincidente con la media (+6,4%)<sup>38</sup>. Questo dato necessita tuttavia di essere letto con maggiore attenzione.

Ragionando in termini di *emissioni assolute*, il settore anziché conseguire il previsto eccesso compensativo di riduzioni ne ha anzi attivamente contribuito all'ulteriore aumento. Tuttavia la domanda lorda, pari a circa 217 TWh (200 netta<sup>39</sup>) nel 1990 si è portata nel 1999 a circa 266 TWh (244 netti<sup>40</sup>), con un aumento del 22,5%<sup>41</sup>. Quindi, in termini di emissioni *relative*, il settore della generazione elettrica è in effetti riuscito a produrre un effetto compensativo, specie grazie alla considerevole sostituzione del gas naturale (aumentato da 39,1 ad 86,2 TWh) all'olio combustibile (passato da 99,7 ad 80,7 TWh), che ha ridotto l'intensità carbonica del mix energetico fossile<sup>42</sup>, nonché incrementato il rendimento elettrico medio. A fronte del 22,5% di aumento dell'energia netta immessa in rete, le emissioni di CO<sub>2</sub> corrispondenti sono cresciute meno in termini relativi, circa il 5% (6 MtCO<sub>2</sub>, da circa 124 a circa 130)<sup>43</sup>, con una intensità carbonica del kWh diminuita di circa il 15% da 0,62 kgCO<sub>2</sub>/kWh a 0,53 kgCO<sub>2</sub>/kWh.

### 3.7.2. Il decennio 2000-2010 e la seconda delibera CIPE

Anche nel decennio 2000-2010 la situazione è prevista evolvere alla luce di due *trend* opposti ma non tali da compensarsi. Da un lato, infatti, si prevede una positiva riduzione e una stabilizzazione dell'elasticità della domanda di energia primaria rispetto al PIL che implica, in presenza di un maggior tasso di crescita dello stesso PIL qual è quello stimato (+2% annuo medio), il ritorno a un tasso di riduzione dell'intensità energetica prossimo ai livelli del decennio 1980-90 (tabella 3.7.1).

Tabella 3.7.1 - PIL: domanda di energia; elasticità della domanda di energia al reddito; intensità energetica del reddito (variazioni medie annue per periodi, 1980-2020)

	1980/90	1990/2000	2000/2010	2010/2020
(1)Variazione media annua del PIL	2,28	1,57	2,05	1,52
(2) Variazione media annua domanda energia	1,06	1,27	0,84	0,78
(3)* Elasticità domanda energia al reddito	0,5	0,8	0,4	0,5
(4)** Intensità energetica del reddito	-1,18	-0,3	-1,21	-0,73

\* (3) = (2) / (1)

\*\* (4) ≡ (2) - (1)

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di origine varia

<sup>37</sup> Il settore termoelettrico generava nel 1990 circa 124 MtCO<sub>2</sub> sui 521 complessivi (in base ai dati ENEL e IPCC), dunque poco meno di un quarto del totale. Il rapporto tra quota di riduzioni richieste e quota di emissioni prodotte risultava dunque pari a circa 1,6. In termini percentuali significa che la media ponderata del 6,5% di riduzioni complessive richieste dal Protocollo di Kyoto comportava, per il solo settore elettrico, una *performance* di oltre il 10%.

<sup>38</sup> A fronte di un +19,1% trasporti, +0,4% commerciale e domestico, -5,5% industria manifatturiera.

<sup>39</sup> Sottraendo cioè circa 17 TWh corrispondenti ai servizi ausiliari (11,6) e ai pompaggi (4,8).

<sup>40</sup> Sottraendo servizi ausiliari (12,9 TWh) e pompaggi (8,9).

<sup>41</sup> Ciò è stato essenzialmente dovuto al significativo rallentamento nel trend di riduzione dell'intensità energetica rispetto al decennio precedente (ovvero una crescita rallentata dell'efficienza, che ne costituisce il reciproco).

<sup>42</sup> In quanto il gas comporta emissioni specifiche pari a 0,467 kgCO<sub>2</sub>/kWh, a fronte degli 0,711 kgCO<sub>2</sub>/kWh dell'olio combustibile (dati medi riferiti a impianti da 600 MW ricavati da GRN e letteratura).

<sup>43</sup> Con riferimento ai dati ENEL-IPCC. L'incremento risulta superiore (+6,4%) con riferimento ai dati APAT 2001.

Di contro, invece, è prevedibile un effetto accelerativo sulla domanda di energia proveniente soprattutto dal settore domestico, che finora ha mostrato dinamiche relativamente contenute: ciò in ragione di vari fattori quali, ad esempio, la significativa elasticità della domanda di beni durevoli al reddito<sup>44</sup>, nonché l'effetto espansivo sui consumi che potrebbe innescarsi qualora la progressiva concorrenza nel mercato elettrico inducesse a sostanziali riduzioni nelle tariffe.

L'effetto netto è comunque un ulteriore aumento dell'energia elettrica richiesta in rete, prevista in ulteriore aumento a un tasso del 3% annuo fino a collocarsi per il 2010 in un *range* tra 360 e 365 TWh (+66% rispetto al 1990). Questi valori possono ridursi di circa 20 TWh qualora avessero effettivamente esito integrale le misure di risparmio e di miglioramento dell'efficienza negli usi finali dell'energia presso il settore abitativo e terziario previste dalla delibera CIPE del 1998.

È evidente come queste constatazioni e considerazioni abbiano ispirato le modifiche degli obiettivi contenuti nella delibera CIPE 2002 rispetto a quella del 1998.

Lo scenario nel quale la delibera CIPE 2002 internalizza le nuove politiche e misure e l'aggiornamento delle precedenti viene definito "di riferimento", distinguendolo da quello definito "a legislazione vigente" (ossia con le politiche e misure già in atto al 2002). Nello scenario di riferimento le emissioni nazionali complessive previste per il 2010 salgono comunque a 540 MtCO<sub>2</sub> (+3,6% rispetto al 1990), ossia 53 MtCO<sub>2</sub> in più (+10%) rispetto al *target* di Kyoto. In sostanza, *già considerando sia le vecchie sia le nuove politiche e misure*, si assume che le emissioni domestiche al 2010 supereranno il *target* di Kyoto di circa il 10%.

### 3.7.3. Il ruolo del settore elettrico

I dati chiave riguardanti le riduzioni precedentemente richieste al settore elettrico (circa il 10% rispetto a quelle storiche e circa il 40% del totale nazionale da ottenere) sono stati soppressi in quanto viene perseguita la stabilizzazione al 2010 ai livelli del 1990 in termini assoluti. In realtà, in termini effettivi, occorrerà ridurre comunque gli aumenti già intervenuti tra il 1990 e il 2000 (6 MtCO<sub>2</sub>, come visto in precedenza), e nel contempo potenziare la produzione almeno fino a 290 TWh: i 360 TWh previsti al netto di non oltre 50 TWh soddisfatti tramite importazioni<sup>45</sup> e dei 20 che, come detto, la delibera CIPE 1998 prevedeva di ottenere con le misure di razionalizzazione. Una produzione pari a 290 TWh implicherebbe che l'intensità carbonica dell'energia prodotta dovrà scendere ulteriormente da 0,53 a poco meno di 0,43 kgCO<sub>2</sub>/kWh., obiettivo che dunque viene assunto di fatto come implicito nella delibera CIPE del 2002 (tabella 3.7.2).

Tabella 3.7.2 – Intensità carbonica media del kWh elettrico (kgCO<sub>2</sub>/kWh)

	1990	2000	2010
Mix elettrico	0,62	0,53	0,43 (obiettivo)*
Gas		0,47	
Ciclo combinato		0,4	
Cogenerazione		0,28	
Fonti rinnovabili		0	

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di origine varia

<sup>44</sup> Come dimostra ad esempio l'uso dei condizionatori la cui diffusione su larga scala ha portato anche l'Europa a registrare un diagramma della domanda elettrica annuale simile a quello degli Stati Uniti, contraddistinto da un doppio picco (estivo oltre che invernale).

<sup>45</sup> In quanto un ulteriore vincolo è appunto costituito dalla salvaguardia dell'autonomia e sicurezza energetica che solo in parte può essere soddisfatta con la diversificazione delle fonti.

La difficoltà di questo obiettivo, tuttavia, deriva dall'avvenuto sfruttamento, tra il 1990 e il 1999, dei margini economicamente meno onerosi di decarbonizzazione del mix energetico fossile (corrispondenti cioè alla sostituzione massiccia dell'olio combustibile con il gas naturale).

Nelle linee previste da qui al 2010 si persegue un'ulteriore sostituzione del gas naturale all'olio combustibile, laddove tuttavia tale sostituzione, per essere "aritmeticamente" compatibile con l'obiettivo di riduzione, non solo dovrebbe essere pressoché totale, ma anche avvenire con un impiego del gas nelle soluzioni tecnologicamente più avanzate ed efficienti oggi disponibili: ciclo combinato e cogenerazione. Solo queste due soluzioni comportano infatti emissioni specifiche inferiori a quelle medie da ottenere: rispettivamente 0,4 e 0,28 kgCO<sub>2</sub>/kWh, mentre i normali impianti a gas si mantengono sopra (0,47). Per i cicli combinati viene previsto un incremento per 3200 MW, che tuttavia viene in parte "sterilizzato", ai fini delle emissioni, dalla ripresa del ricorso al carbone in un'ottica di diversificazione delle fonti.

Il risultato finale della delibera CIPE 2002 può essere dunque sintetizzato nel fatto che il "consolidamento" al 2010 delle emissioni del settore elettrico al 1990 *non* consente alcuna compensazione delle maggiori emissioni del settore trasporti, che vengono semplicemente, a loro volta, "limitate" a 134,7 MtCO<sub>2</sub> rispetto ai 103,5 del 1990 (+30%). La sola parziale compensazione proviene dal settore industriale, con il risultato che le emissioni tendenziali previste con lo scenario di riferimento ammontano a 540 MtCO<sub>2</sub>, rispetto al *target* di Kyoto pari a 487,1. L'abbattimento di questo surplus di emissioni (53 MtCO<sub>2</sub>) viene affidato all'uso dei meccanismi flessibili di JI e CDM (per 12 MtCO<sub>2</sub>), all'afforestazione (per 10,2 MtCO<sub>2</sub>) ed a "ulteriori misure" tuttora non specificate per i rimanenti 30,7 MtCO<sub>2</sub>.

### 3.8. COMPETITIVITÀ DELLE FONTI RINNOVABILI NEL MEDIO-LUNGO TERMINE: VARIABILI TECNOLOGICHE E CORNICE NORMATIVA

Nei paragrafi seguenti approfondiamo alcuni elementi suscettibili di influire sulla competitività delle FER sul medio-lungo termine. Si tratta, in particolare, del progresso tecnologico, degli strumenti economico-normativi scelti per incentivarne lo sviluppo, nonché di alcuni effetti che potranno essere prodotti, a regime, dall'eventuale entrata in vigore del Protocollo di Kyoto. In realtà la distinzione avviene solo per esigenze espositive, in quanto tra questi fattori sussistono relazioni causali che li rendono fortemente interrelati. Ad esempio, la scelta relativa agli strumenti di incentivazione influenza in modo determinante la redditività e il grado di rischio degli investimenti; questi determinano la velocità del progresso tecnologico nel settore e le dimensioni del mercato; tecnologia ed economie di scala, infine, retroagiscono sulla competitività delle FER nel lungo termine. Tuttavia gli stessi strumenti di incentivazione adottati all'interno non costituiscono una variabile indipendente, in quanto a loro volta influenzati dalla cornice normativa internazionale: in particolare quella relativa all'abbattimento delle emissioni serra.

#### 3.8.1. *Fattore tempo, curva di apprendimento ed evoluzione dei costi interni comparati*

Un aspetto critico nella scelta strategica del ricorso alle fonti rinnovabili è costituito dal grado di precocità con cui la scelta stessa viene eventualmente effettuata. Come per tutti i prodotti situati sulla frontiera dell'innovazione, la struttura dei costi delle fonti rinnovabili nel tempo è fortemente correlata all'intensità, alla velocità e alla diffusione dell'evoluzione tecnologica. Ma il progresso di quest'ultima, a sua volta, dipende dalla priorità strategica che si è scelto di attribuire, in termini sequenziali, alla quantità di energia prodotta da FER rispetto al suo costo: solo una "massa critica" determinata dall'esistenza di una significativa domanda interna, infatti, può determinare le condizioni per lo sviluppo di una vera e propria industria nazionale.



Le rilevazioni empiriche effettuate per i principali Paesi europei che hanno finora programmato per i prossimi anni una copertura significativa del fabbisogno elettrico attraverso le FER evidenziano che la discriminante nell'evoluzione dei costi di produzione (e dunque della competitività delle FER) è rappresentata dalla variabile privilegiata *nel breve termine* dalle misure di *policy* adottate: in un caso le quantità prodotte, che si cerca di massimizzare; nell'altro gli stessi costi di produzione, che si cerca di minimizzare. Si tratta rispettivamente, in sostanza, della scelta tra strumenti di prezzo oppure di quantità.

Con la prima opzione – strumenti di prezzo – si punta su una “strategia” basata sulle FER cercando di crearne un'offerta significativa. A tal fine viene assicurata la remunerazione lorda dei produttori con un prezzo garantito superiore a quello dell'energia da fonti convenzionali, in modo tale che la rendita differenziale funga da incentivo al maggior allargamento possibile del mercato dal lato dell'offerta e all'eliminazione di ogni eventuale barriera all'entrata. Fissato il prezzo unitario garantito si lascia che a quel prezzo la quantità prodotta si determini nel tempo, dopo le opportune fluttuazioni.

Nel secondo caso, viceversa, – strumenti di quantità – viene prefissato l'ammontare di energia da produrre, lasciando che in corrispondenza di quella quantità si determini il prezzo di produzione. Ciò avviene tramite un meccanismo d'asta competitiva che discrimina e seleziona i produttori in base alla presentazione delle offerte più vantaggiose e dunque ai minori costi.

La differenza tra le due opzioni sta tutta nella rendita differenziale (il cuneo tra il prezzo e i costi): rendita che con gli strumenti di prezzo si cerca *di creare*, mentre con quelli di quantità ci si prefigge viceversa *di eliminare*. Essa costituisce, di fatto, il serbatoio cui possono *e debbono* attingere i produttori per gli investimenti in ricerca ed innovazione tecnologica che consentano di ottenere nel tempo uno sfruttamento più efficiente delle FER (migliori prestazioni) a minori costi.

Il produttore di energia da FER, per effetto del proprio semplice ingresso sul mercato, può fruire immediatamente del differenziale di prezzo garantito. Quest'ultimo pertanto prescinde dall'incertezza relativa alle ipotesi circa l'andamento dell'effettiva domanda di energia rinnovabile nel lungo periodo, sicché l'effetto di deterrenza determinato dal fattore incertezza viene in gran parte sterilizzato.

La presenza o meno della rendita si traduce dunque in un differente grado di abbattimento del rischio, che determina nel tempo una diversa evoluzione sia dei costi sia delle quantità di energia rinnovabile prodotta. È indispensabile distinguere il breve dal lungo periodo.

Nel *breve periodo* il meccanismo d'asta comporta costi di produzione di energia da FER più bassi in quanto elimina la rendita, ed è pertanto da considerarsi, a rigore, più efficiente. I beneficiari del mancato onere della rendita sono infatti gli acquirenti di energia (sui quali quell'onere sarebbe stato altrimenti traslato per il tramite delle *utilities* distributrici), o comunque l'intera collettività altrimenti chiamata a sostenerlo attraverso la fiscalità generale. Sempre nel breve periodo, il meccanismo di quantità comporta viceversa per la collettività un sovrapprezzo che tuttavia non va considerato dissimile da un investimento pubblico in ricerca privata: l'obiettivo esplicito è il recupero di tale investimento tramite l'ottenimento di una crescente efficienza tecnica e quindi di minori costi futuri<sup>46</sup>.

---

<sup>46</sup> Sono state definite politiche *mission-oriented* quelle volte a sviluppare capacità tecnologica nei settori a maggiore rilevanza strategica (ad es. aerospaziale, elettronica, nucleare) e implicanti – a differenza delle politiche *diffusion oriented* di cui è beneficiario l'intero sistema produttivo – la concentrazione dei finanziamenti pubblici alla ricerca. In relazione ai vincoli ambientali ed economici che è chiamata a rendere compatibili, la produzione da FER può avere tutti i requisiti per essere qualificata come strategica.

Tale considerazione conduce dunque al *lungo periodo* nel quale l'eventuale reinvestimento delle rendite differenziali, generate dal meccanismo del prezzo garantito, in ricerca tecnologica dei cui risultati possano avvalersi diffusamente tutti i produttori, conduce ad una graduale discesa dei costi del *benchmarking* di riferimento, che a sua volta permette e giustifica, in parallelo, quella del prezzo garantito: tale processo può proseguire finché le FER divengano in grado di competere autonomamente con le fonti tradizionali. Si tratta, in sostanza, del classico percorso protezionistico che secondo la teoria economica si giustifica per tutelare nelle prime fasi i mercati nascenti finché non raggiungano la necessaria competitività con quelli maturi. Questa ipotesi è suffragata dalle analisi empiriche riassunte nella definizione delle cosiddette *curve di apprendimento*.

Lo scopo ortodosso di una curva di apprendimento è di mostrare la relazione tra l'andamento nel tempo dei costi di una nuova tecnologia (in questo caso specifico le FER) in rapporto alla crescita della produzione. In pratica, tuttavia, le curve di apprendimento descrivono gli effetti che l'evoluzione tecnologica produce nel tempo sui *prezzi*, anziché sui costi.

La differenza è sostanziale, perché mentre la curva del primo tipo incorpora i semplici effetti diretti che il progresso tecnologico produce sulla competitività, la curva del secondo tipo internalizza anche il cambiamento *nella struttura di mercato* che si viene gradualmente a determinare a causa della diffusione del *know how*: viene così delineata così una progressione temporale della competitività più "effettiva", in quanto basata sui prezzi finali (determinati in buona parte dall'ampliamento dell'offerta) più che sui costi.

Analiticamente, la curva individua il costo medio al tempo  $t$  di una FER come funzione: 1) del prezzo iniziale; 2) della produzione cumulata sino al tempo  $t$ ; 3) dell'elasticità del prezzo alla produzione cumulata.

L'equazione di una curva di apprendimento è:  $P^t = P_0 X^{-E}$

In cui:

- $P^t$  è il prezzo al tempo  $t$ ;
- $P_0$  è una costante pari al prezzo della prima unità di produzione cumulativa (assimilabile, approssimativamente, al prezzo del prototipo);
- $X$  è la produzione cumulata al tempo  $t$ ;
- $E$  è il parametro (positivo) che sintetizza l'elasticità del costo alla produzione cumulata, ossia l'effetto dell'esperienza, da cui dipende l'inclinazione della curva.

Per quanto detto in precedenza, si può assumere che mentre il prezzo  $P_0$  sia direttamente ed esclusivamente correlato al costo iniziale, i prezzi dei periodi successivi risentano in parte dell'andamento dei costi, ma anche dell'evoluzione della struttura di mercato<sup>47</sup> i cui effetti sono di fatto riassunti nella variabile-elasticità: questa ipotesi è del resto confermata dalle rilevazioni empiriche (v. oltre nel testo).

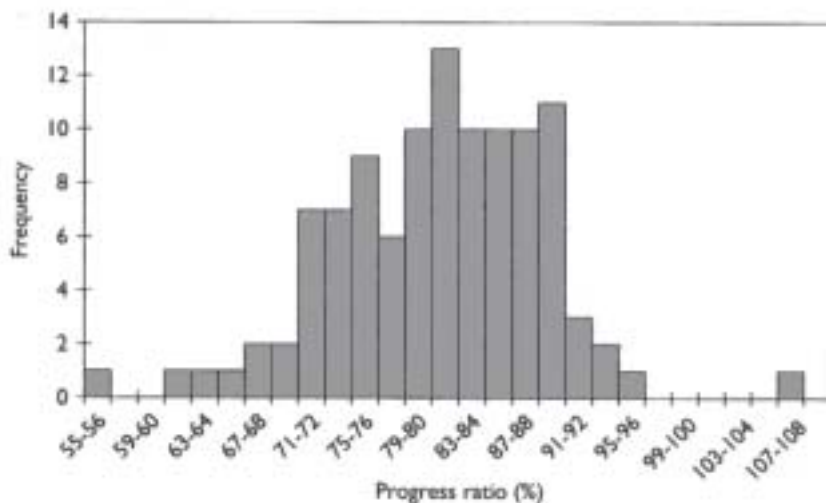
Viene poi definito *tasso di progressione* (PR, *progress ratio*) il rapporto tra i nuovi e i vecchi prezzi in corrispondenza di ciascun raddoppio della produzione cumulata, pari a  $2^{-E}$ <sup>48</sup>.

L'andamento delle curve di apprendimento è stato ricavato da moltissimi studi empirici condotti in vari Paesi e in vari settori manifatturieri (elettronica, macchine utensili, cartario, aeronautico, siderurgico, tessile e automobilistico), evidenziando come nella maggior parte dei casi il PR vari tra il 90 e il 70% (ossia una riduzione dei prezzi tra il 10 e il 30% per ogni raddoppio della produzione cumulativa) (figura 3.8.1).

<sup>47</sup> A sua volta collegata al grado di accessibilità dei produttori ai risultati della ricerca e quindi alla velocità di diffusione.

<sup>48</sup> Esso infatti è analiticamente pari a:  $[P_0 (2X)^{-E}] / [P_0 X^{-E}] = 2^{-E}$ .

Figura 3.8.1 - Distribuzione dei Progress Ratio per diversi settori manifatturieri



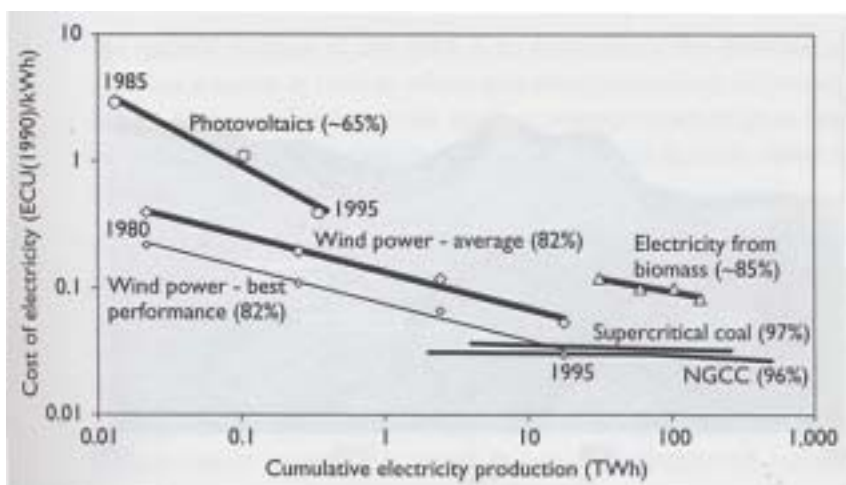
Fonte: Experience Curves for Energy technology Policy, IEA-OECD, 2000

Nel campo delle tecnologie elettriche da FER l'andamento del tasso di progressione presenta significative differenze che necessitano, caso per caso, di essere spiegate.

Nel caso dei moduli fotovoltaici il PR, calcolato con riferimento al mercato mondiale e al periodo 1976-1992, vale circa l'82%. Tuttavia va segnalato come, limitatamente all'ambito UE e al periodo 1985-1995, esso sia risultato sensibilmente più veloce (65%) (figura 3.8.2).

All'origine della notevole differenza vi sono innanzitutto gli effetti riconducibili alle economie di scala con il passaggio dalle applicazioni ad utenze isolate a quelle connesse in rete, avvenuto in gran parte durante il decennio in questione: le maggiori economie di scala in genere svolgono un ruolo autonomo ma difficilmente enucleabile e quantificabile ai fini del PR. Ancor più determinante, tuttavia, si è rivelata la possibilità per l'Europa di poter saltare la fase applicativa pionieristica della nuova tecnologia, "importando" direttamente ed immediatamente i progressi ottenuti fino a quel momento su scala mondiale specie da parte di alcuni Paesi quali Stati Uniti e Giappone.

Figura 3.8.2 - Tecnologie elettriche nell'UE, 1980-1995

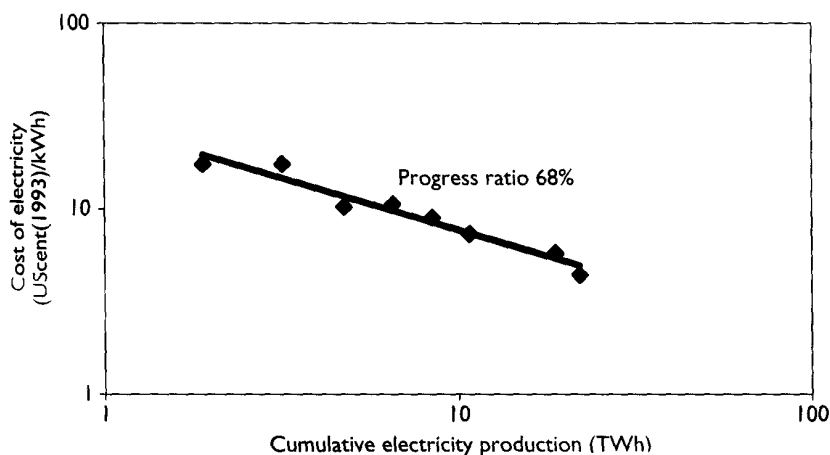


Fonte: Experience Curves for Energy technology Policy, IEA-OECD, 2000.

Se ne può dedurre una significativa generalizzazione: le curve di apprendimento, se calcolate a differenti livelli territoriali, possono presentare per periodi relativamente limitati andamenti e PR molto diversi; nel lungo termine, invece, la sostenibilità del tasso di progressione a livello regionale tende inevitabilmente a riallinearsi con quello globale.

Altrettanto significative le indicazioni ricavabili dal caso dell'energia eolica, dove si è verificata una dinamica analoga a quella del fotovoltaico, sebbene a ruoli invertiti. Negli Stati Uniti il PR 1985-1994 per l'elettricità da fonte eolica è stato del 68% (figura 3.8.3), a fronte di un PR europeo 1980-1995 dell'82%, confermandosi così la possibilità, per periodi limitati, di un andamento disomogeneo delle curve relative a differenti regioni.

Figura 3.8.3 - Elettricità da fonte eolica in USA, 1985-1994



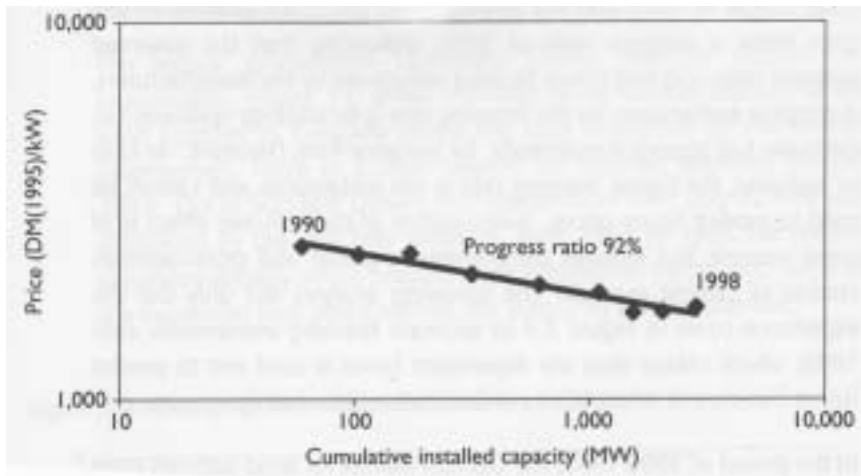
Fonte: Experience Curves for Energy technology Policy, IEA-OECD, 2000

In questo caso il differente PR tra USA ed Europa relativo all'elettricità da fonte eolica ha costituito semplicemente la proiezione dei rispettivi PR calcolati sull'inverso del fattore di carico annuo degli impianti (78% per gli USA, 94% per l'Europa), fattore che negli Stati Uniti è progredito ad una velocità nettamente superiore. Ma ciò, a sua volta, è dipeso dall'accesso ritardato e facilitato da parte di una "regione" (gli Stati Uniti) a tecnologie già sviluppate in altre (l'ambito europeo): pertanto va interpretato come *recupero* di un gap negativo di efficienza fino ad una tendenziale omogeneità rispetto al *benchmarking*.

Anche in questo caso, quindi, si conferma come il valore di riferimento del PR sostenibile nel lungo termine sia quello espresso a livello globale.

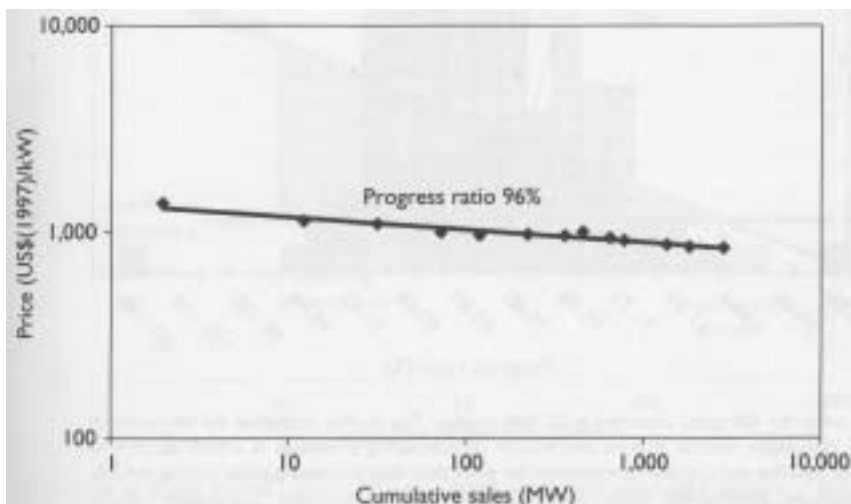
In proposito, è significativo osservare quanto rilevato nel mercato mondiale delle turbine eoliche, i cui valori di PR sono stati ancora maggiori riflettendo una discesa dei prezzi molto più lenta: 92% nel periodo 1990-1998 in Germania (figura 3.8.4) e 96% nel periodo 1982-1997 in Danimarca (figura 3.8.5).

Figura 3.8.4 - Turbine eoliche in Germania, 1990-1998



Fonte: Experience Curves for Energy technology Policy, IEA-OECD, 2000.

Figura 3.8.5 - Turbine eoliche in Danimarca, 1982-1997



Fonte: Experience Curves for Energy technology Policy, IEA-OECD, 2000.

Questo mercato risulta tuttora abbastanza concentrato tra pochi Paesi le cui quote detenute – indicative del grado di concorrenzialità – presentano una diretta correlazione con le rispettive potenze eoliche cumulative installate e con i loro tassi di incremento<sup>49</sup>.

In altri termini, ci si trova ancora nello stadio in cui lo sviluppo sistematico di una tecnologia ha carattere regionale (e al tempo stesso assume valenza “strategica”) e catalizza anche la domanda estera, prima che quest’ultima possa essere soddisfatta dallo sviluppo di una corrispondente offerta *interna* in grado di beneficiare del *know how* già disponibile.

<sup>49</sup> Danimarca, Germania e Spagna, insieme, detenevano nel 2000 l’84,7% del mercato. La potenza cumulativa installata al 2001, quella installata nel 2000 e le quote di mercato erano rispettivamente: Danimarca: 2456 MW, 603 MW, 51,1%; Germania: 8734 MW, 1665 MW, 15,8%; Spagna: 3550 MW, 1024 MW, 17,8%.

Le analisi empiriche hanno poi contribuito a far emergere una certa tipicità nel profilo delle curve di apprendimento relative a differenti tecnologie elettriche in differenti Paesi. In particolare, l'aspetto chiave da sottolineare è la divaricazione tra il profilo temporale dei prezzi rispetto a quello dei costi delle nuove tecnologie in rapporto alla capacità cumulata, dovuto al sopraggiungere e al sommarsi degli effetti prodotti dal cambiamento della struttura di mercato rispetto a quelli determinati dal progresso *tout court*.

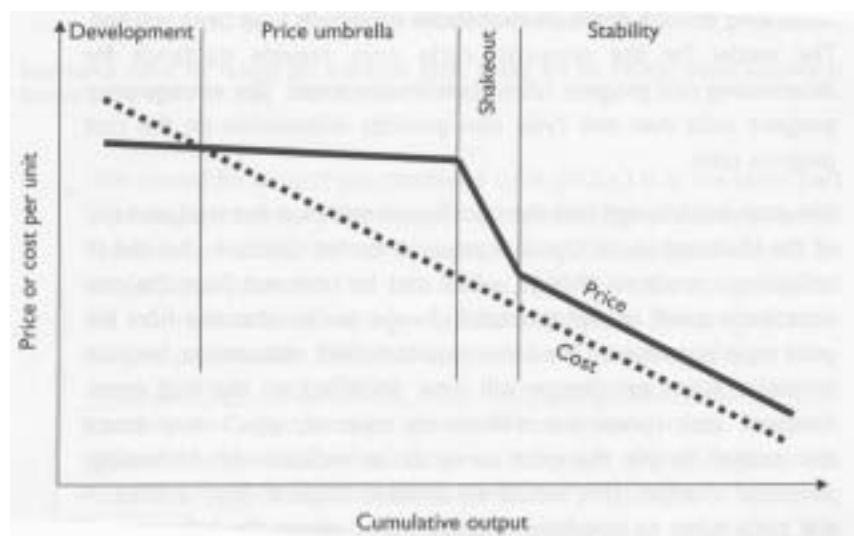
Possiamo schematizzare, per semplicità, tre fasi: 1) nella prima viene sviluppata una nuova tecnologia da parte di uno o pochi produttori di pochi Paesi, che istituiscono di fatto un nuovo mercato; 2) successivamente i produttori si moltiplicano beneficiando direttamente dei progressi nella ricerca e nell'innovazione ottenuti dai pionieri ed aumentando così l'offerta su larga scala di quella tecnologia; 3) infine, nel lungo termine, avviene la transizione ad una ulteriore tecnologia di frontiera, che tenderà a soppiantare la precedente.

I costi tendono ad avere un andamento decrescente di tipo lineare nell'ambito di ciascun periodo in cui è sviluppata ed applicata una data tecnologia, in parallelo ai miglioramenti incrementali che le vengono via via apportati. Nel lungo termine, che corrisponde alla transizione tra una tecnologia e quella successiva che può beneficiare del *know how* sviluppato con la precedente, si assiste invece ad una caduta più repentina dovuta e collegata al vero e proprio "salto" tecnologico.

I prezzi, invece, replicano l'andamento dei costi solo parzialmente: nel medio e lungo termine. All'inizio di *ciascun periodo* caratterizzato da una data tecnologia, corrispondente pertanto alla cosiddetta "prima fase", essi tendono a restare rigidi o solo lievemente decrescenti: è il cosiddetto "prezzo-ombrello" (*price umbrella*). Nel momento di vera e propria creazione del mercato essi devono essere normalmente fissati dai produttori pionieri a un livello *inferiore* ai costi iniziali, in quanto questi ultimi sono normalmente tanto elevati da escludere ogni approccio al mercato in caso di traslazione integrale sul prezzo. Successivamente, tuttavia, entrano sul mercato altri produttori e la progressiva diminuzione dei costi, interagendo con la stabilità dei prezzi, crea viceversa un cuneo positivo (profitto) qualificabile a tutti gli effetti come la rendita di posizione derivante ai *first comer* dal potere di mercato acquisito con la precocità di ingresso.

L'ampiezza di questo cuneo si va ampliando, attirando un numero sempre maggiore di produttori e determinando una situazione di instabilità che culmina con un crollo dei prezzi ed il repentino riallineamento ai costi (fase di *shakeout*), scesi nel frattempo a livelli di sostanziale competitività (figura 3.8.6).

Figura 3.8.6 - Relazione prezzo-costo-produzione cumulata per una nuova tecnologia



Fonte: Experience Curves for Energy technology Policy, IEA-OECD, 2000.

Empiricamente, è risultato che tra la fase di *price umbrella* e quella di *shakeout* il PR diminuisce drasticamente da valori di circa 90% a circa 60%: in sostanza, la diminuzione dei prezzi indotta da ogni raddoppio della produzione cumulata passa dal 10% al 40%.

È a partire da questo momento che si ristabilisce un equilibrio stabile nel quale (seconda fase) la discesa dei prezzi per la data tecnologia prosegue *alla stessa velocità* di quella dei costi, costituendo in pratica la condizione di lungo periodo dell'equilibrio stesso<sup>50</sup> fino all'eventuale introduzione di una nuova tecnologia con cui il processo descritto si reitera.

La scelta di privilegiare meccanismi di prezzo o di quantità è determinante negli effetti sulle curve di apprendimento. Dai rilievi empirici relativi specificamente all'energia eolica emergono nitide le differenze indotte sulle curve di vari Paesi dalla scelta di privilegiare nell'immediato la quantità prodotta anziché i costi, sebbene tale differenza si sia rivelata in concreto diversa rispetto a quella prevedibile "teoricamente".

In conformità alle attese, la curva di apprendimento per i Paesi che hanno adottato gli strumenti di prezzo (Danimarca e Germania) si è dimostrata decrescente nel tempo all'aumentare della produzione cumulata; tuttavia la velocità di diminuzione dei costi (reciproco del tasso di progressione) è risultata in graduale attenuazione, fino ad arrivare nel caso tedesco ad un leggero aumento finale. Per quanto concerne invece l'adozione di strumenti di quantità, caso esaminabile nel Regno Unito, la curva di apprendimento mostra abbattimenti di costi molto maggiori (nell'ordine del 25%) non solo nell'immediato, come sarebbe stato ovvio attendersi, bensì *anche* nel lungo periodo.

Una corretta valutazione comparativa impone, tuttavia, di ponderare i prezzi determinatisi nei due casi con le rispettive quantità prodotte in termini assoluti. Si rileva, allora, che nel Regno Unito le quantità di energia eolica prodotte si sono stabilizzate su livelli di gran lunga inferiori rispetto a quelle degli altri Paesi. Una possibile spiegazione è nel fatto che evidentemente nel caso inglese l'abbattimento dei costi non ha potuto beneficiare di una significativa derivazione "tecnologica" (essendo mancate le rendite ed il loro reinvestimento), e ha dunque dovuto semplicemente coincidere con lo sfruttamento progressivo delle aree più ventose, in grado di garantire ai produttori in concorrenza costi marginali competitivi: una volta esaurite tali aree, sono venuti immediatamente meno i margini di competitività della fonte eolica. Nel caso degli altri Paesi l'evoluzione tecnologica resa possibile dal reinvestimento del sovrapprezzo garantito ha consentito di sfruttare anche aree meno idonee: ciò da un lato ha rallentato l'abbattimento dei costi, ma dall'altro ha consentito di aumentare significativamente la quantità.

Va inoltre tenuto presente che il caso dell'energia eolica è – sotto molti punti di vista – quello che amplifica di meno sul lungo periodo gli effetti dell'evoluzione tecnologica sulla curva di apprendimento e sui costi di produzione del kWh elettrico, in quanto il ruolo giocato dall'intrinseca idoneità delle aree sfruttate è predominante. Per altre FER dove la disomogeneità territoriale è molto più ridotta (ad esempio il solare termico nel caso italiano), le relazioni di lungo periodo tra capacità cumulata e costi di produzione riassunti nelle curve di apprendimento sarebbero ragionevolmente più marcate.

### 3.8.1.1. Certificati verdi

Alla luce degli elementi sinora evidenziati svolte si possono svolgere alcune considerazioni in relazione al meccanismo dei *certificati verdi* (CV) adottato in Italia, che soppianta il precedente meccanismo di incentivazione c.d. CIP6 per gli impianti entrati in funzione dopo il 01/04/1999<sup>51</sup>.

---

<sup>50</sup> In pratica le curve di apprendimento calcolate con riferimento ai costi o ai prezzi divengono sovrapponibili.

<sup>51</sup> I certificati verdi hanno voluto rappresentare, tra l'altro, un superamento di alcune incongruenze (ed inefficienze) insite nel meccanismo CIP, in particolare la correlazione della tariffa corrisposta al kWh da FER al parametro del "costo evitato". Il calcolo del "costo evitato" è rimasto invariato per diversi anni pur in presenza di sostanziali diminuzioni nei costi di costruzione e manutenzione

I certificati verdi, poiché non garantiscono ai produttori di energia da FER alcun prezzo prefissato, rappresentano uno strumento di quantità, sebbene non ortodosso. Infatti non si ha una predeterminazione della domanda in termini assoluti, bensì solo percentuali, sotto forma della quota di energia elettrica da FER che beneficia obbligatoriamente della priorità di dispacciamento in rete: variando la quantità di energia elettrica totale, varia automaticamente anche la “domanda garantita” di energia rinnovabile.

Analizzando più in dettaglio le peculiarità di questo meccanismo, ci si può allora domandare in quale misura esso possa rappresentare una scelta strategica in grado di favorire al contempo la crescita delle quantità prodotte e la diminuzione dei prezzi.

Innanzitutto la priorità di dispacciamento implica che la domanda garantita aumenti nel tempo proporzionalmente a quella di energia elettrica: e poiché, come si è visto in precedenza, le proiezioni sono unanimi nell’indicare per quest’ultima un trend crescente, ciò significa che i potenziali produttori di energia da FER possono beneficiare di una prospettiva temporale di ampliamento del mercato dal lato della domanda associata ad un rischio pressoché nullo, specie in ragione dell’anticipo con cui venga varata la cornice legislativa. In termini economici si può pertanto assumere per le FER una curva di domanda assolutamente rigida in corrispondenza di quantità gradualmente crescenti. Non solo: la domanda di energia da FER, allo stato attuale, aumenterà più che proporzionalmente rispetto a quella complessiva di energia elettrica qualora la percentuale nell’obbligo di acquisto venga elevata come prevedono atti legislativi attualmente in itinere.

Attualmente il prezzo dei certificati verdi in Italia è in un certo senso virtuale, ossia frutto dell’applicazione di una formula e non di una formazione “sul mercato”. L’elevatissimo differenziale rispetto a quello delle fonti tradizionali è dunque da assumersi solo temporaneo, il tempo necessario affinché l’offerta si adegui alla domanda. L’elemento chiave diviene dunque il grado di elasticità (o rigidità) dell’offerta nel tempo rispetto alla domanda.

Le ipotesi teoricamente possibili, a regime, sono quelle di un adeguamento alla domanda lento e viscoso o, all’opposto, quella di un *overshooting* dell’offerta (ossia della costituzione di una sovracapacità produttiva).

Nel primo caso l’aggiustamento dell’equilibrio di mercato tenderebbe ad essere incentrato prevalentemente su un incremento dei prezzi dei CV e solo in via residuale su un aumento delle quantità. Un’offerta strutturalmente rigida verrebbe tenuta costantemente sotto pressione dall’incremento *costante* della domanda *anche nel medio lungo periodo*, generando una tensione permanente sui prezzi dei certificati. Per ovviare a questa eventualità si è ipotizzata la fissazione di una sanzione monetaria per il mancato acquisto obbligatorio di CV: l’importo unitario della sanzione rappresenterebbe automaticamente il prezzo massimo del CV, oltre il quale diviene più conveniente il pagamento della sanzione. Tuttavia questa soluzione non può non tener conto dell’eventuale entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, che per i soggetti vincolati alle riduzioni di CO<sub>2</sub> renderebbe l’acquisto di CV una opzione concorrente rispetto all’acquisto dei c.d. *emissions reduction units* (ERU) sul mercato dei diritti di emissione, a sua volta condizionata dalla prevista sanzione per l’eventuale eccesso di emissioni<sup>52</sup>, fissata a livello internazionale (v. paragrafo seguente).

In concreto, tuttavia, le domande attualmente pervenute per l’implementazione di nuovi impianti basati sulle FER lascia intravedere la possibilità che l’entrata di nuovi produttori possa essere relativamente elevata e tale, nel caso in cui sia anche fluida, non solo da stabilizzare i tassi di incremento dell’offerta su quello della domanda, ma addirittura da creare le premesse di temporanee sovrapproduzioni dovute alla variabilità statistica di certe fonti rinnovabili (come il solare termico e l’eolico). Attualmente è difficile desumere soltanto dalle domande di costruzione di nuovi impianti

---

degli impianti da FER, con un conseguente notevole incremento dell’incentivazione “effettiva”. Ciò ha portato nel 1999 alla necessità di riaggiornare i valori di costo evitato da parte dell’Autorità per l’Energia Elettrica. Per un approfondimento v. cap. 6.

<sup>52</sup> Attualmente ipotizzata in sede europea pari a 40 €/tCO<sub>2</sub> da portare a 100 € dopo il 2005.



il possibile andamento futuro dell'offerta di CV: sia perché le domande per ragioni di "sicurezza" sono strutturalmente sovradimensionate rispetto alle effettive autorizzazioni che mirano ad ottenere; sia perché la stessa classificazione di impianti "in progetto" non è affatto sinonimo di impianti "in costruzione" (e dunque non ne assicura l'effettiva realizzazione); sia perché ai "nuovi" impianti occorre aggiungere e valutare l'offerta potenziale proveniente da potenziamenti, rifacimenti parziali o totali, riattivazioni, co-combustioni (v. in proposito il capitolo 6). A conferma di ciò vi è il fatto che la somma di impianti già qualificati e di impianti in progetto (pari a circa 11 TWh) risulta fortemente in eccesso rispetto alla domanda di CV stimata per i prossimi anni.

Nel medio periodo è dunque plausibile attendersi un calmieramento e anche ad una riduzione dei prezzi dei certificati. Va inoltre tenuto presente che, per motivi tecnici, *anche* un eventuale eccesso di offerta tenderebbe ad essere rigido. Il costo di produzione di energia elettrica da FER è infatti pressoché interamente assorbito dalla componente fissa, dunque un eventuale contenimento della produzione al di sotto del massimo potenziale non comporterebbe alcun risparmio.

Si può tentare un sintetico raffronto tra il meccanismo dei certificati verdi, gli strumenti di prezzo e quelli di quantità. Rispetto al classico meccanismo di quantità l'efficienza non viene meno in quanto il processo di asta competitiva è implicito, affidato direttamente al mercato concorrenziale: l'effettiva produzione viene svolta da chi è in grado di offrirla ai prezzi più bassi. In pratica, tuttavia, il fatto che nell'offerta confluiscono indistintamente tutte le tipologie di FER, i cui costi e le cui esternalità positive sono molto differenti, contribuisce a creare di fatto i presupposti di una distorsione competitiva.

In sostanza, le FER che presentano i minori costi marginali di tipo meramente interno possono monopolizzare l'offerta "spiazzando" quelle che presentano costi iniziali elevati. Secondo un circolo vizioso, ciò comporta il disincentivo a investire in ricerca tecnologica per le FER più costose ed un ridotto sviluppo delle curve di apprendimento con il perdurare -anche nel lungo periodo- dei costi elevati e penalizzanti. Questo pericolo può essere ulteriormente aggravato in caso di assenza di una previa definizione rigorosa delle fonti qualificate come rinnovabili, per cui fonti cosiddette "assimilate" -ad es. sottoprodotti di quelle tradizionali- non troverebbero difficoltà ad estromettere quelle ortodosse grazie ai minori costi.

Nell'eventualità di un'offerta inferiore alla domanda, il carattere concorrenziale del mercato viene temporaneamente meno. In tal caso l'offerta sarebbe infatti obbligatoriamente assorbita per intero, anche quella del produttore marginale (la meno conveniente). Tuttavia lo scostamento sarebbe destinato a risolversi nel lungo periodo, stante lo spazio per l'entrata di un nuovo produttore "marginale" o (con esiti analoghi) per un aumento dell'offerta dei produttori esistenti a prezzi più alti.

Nello schema-tipo italiano le maggiori incognite riguardano il possibile disaccoppiamento tra concorrenzialità ed effettiva efficienza della produzione poiché, essendo garantita non solo la domanda ma di fatto anche la sua espansione, non c'è un reale incentivo ad investire in tecnologia. Come è noto in letteratura economica, l'avanzamento tecnologico tende a *spostare* la curva di offerta nel lungo periodo verso l'esterno: più precisamente alla curva valevole al tempo  $t$  se ne *sostituisce* un'altra al tempo  $t+1$ . Ciascun punto della nuova curva corrisponde all'offerta di maggiori quantità agli stessi prezzi e/o di stesse quantità a minori prezzi rispetto alla curva precedente.

Naturalmente ciò non assicura una diminuzione dei prezzi in quanto anche la domanda aumenta e la relativa curva si sposta e l'effetto netto dipende dall'entità relativa dei due spostamenti (l'elasticità incrociata): ma in ogni caso miglioramenti tecnologici tendono ad attenuare la pressione sui prezzi. Qualora invece non esista stimolo al reinvestimento dei profitti in ricerca tecnologica e questa venga a mancare, la curva di offerta rimane di fatto *identica* nel tempo, implicando aumenti dei prezzi maggiori ed aumenti delle quantità prodotte minori rispetto la caso precedente.

Resta ovviamente da definire cosa possa costituire uno stimolo al reinvestimento nel caso del meccanismo di prezzo garantito. Poiché la fissazione del prezzo avviene da parte del decisore

pubblico, quest'ultimo può semplicemente "vincolare" la concessione di un determinato livello alla sottoscrizione esplicita di un impegno al reinvestimento<sup>53</sup>.

Inoltre il prezzo garantito agirebbe come mero strumento di tutela di un mercato nascente e di incentivo all'acquisizione di un vantaggio competitivo nel mercato globale: nel lungo periodo verrebbe ridotto in proporzione agli abbattimenti dei costi e ai conseguenti ampliamenti dei margini di profitto indotti dalla crescente efficienza tecnologica.

### 3.8.2. Ricorso ai "meccanismi flessibili" ed effetti sulle fonti rinnovabili

Si è visto in precedenza come la delibera CIPE del 2002 abbia di fatto già acquisito a livello programmatico i meccanismi flessibili (compreso il tuttora controverso ed aleatorio ricorso ai *sink*) come "valvola di sfogo" in grado di compensare il surplus di emissioni tendenziali al 2010.

Ciò conferma il timore che l'entità delle riduzioni *complessive* da ottenere *non costituisca di per sé* un elemento determinante ai fini della strategicità delle FER, la quale dipenderà invece dal vincolo delle riduzioni *nell'ambito* del territorio nazionale. Come si è visto è da questo parametro, infatti, che deriva l'effettiva e reale concentrazione dell'onere sul settore della generazione elettrica.

I meccanismi della Joint Implementation e del Clean Development Mechanism, previsti dal Protocollo, fanno sì che potenzialmente le riduzioni di emissioni-serra possano essere ottenute ovunque, in base al principio – connesso al carattere globale del problema – che non vale "dove" ma solo "quanto" lo si faccia. Occorrerà pertanto constatare la portata effettiva del ricorso ai meccanismi, ossia in quale misura gli abbattimenti di emissioni avverranno tramite investimenti in Paesi in transizione e Paesi in via di sviluppo, specialmente dopo l'accantonamento della precedente ipotesi di un limite (c.d. "ceiling") avvenuto in occasione della Settima Conferenza delle Parti, e la conseguente liberalizzazione del ricorso ai meccanismi. Maggiore sarà l'entità della quota di riduzioni ottenibile all'estero, e conseguentemente minore quella da dover conseguire con azioni domestiche, tanto più risulterà allentato il vincolo ambientale gravante sulla nuova potenza installata.

Una scarsa necessità di abbattimenti "domestici" conduce a muoversi a muoversi in un intervallo più basso della curva di costo delle emissioni domestiche evitate, che ha un andamento esponenziale: dunque in un intervallo in cui la traduzione monetaria del vantaggio competitivo ambientale delle FER a fronte delle fonti tradizionali verrà ridotto.

Sotto questo profilo i meccanismi di Kyoto sortiscono, rispetto alle FER, un effetto di spiazzamento. Gli investimenti all'estero che potenzialmente qualsiasi Paese può effettuare tramite questo canale istituzionale riaprono di fatto la possibilità di sfruttare margini di sostituibilità *tra fonti convenzionali* che sul territorio nazionale risultano già esauriti: in questo modo il costo unitario della "CO<sub>2</sub> evitata" all'estero diviene molto più basso e competitivo rispetto a quello nazionale. In altri termini è possibile salvaguardare il rispetto del vincolo programmando eventuali surplus di emissioni interni aritmeticamente compensati da altrettante emissioni evitate all'estero (a costi di gran lunga minori), il che rende meno "strategica" la necessità del ricorso alle FER per l'installazione di potenza aggiuntiva<sup>54</sup>.

Inoltre i meccanismi, nei limiti in cui è possibile ricorrervi, rendono impossibile poter eventualmente imputare alle fonti convenzionali il costo *esterno* della CO<sub>2</sub> generata all'interno del

---

<sup>53</sup> Similmente a quanto avviene, ad esempio, per la fissazione dei piani tariffari autostradali contestuale alla predeterminazione degli investimenti a carico delle società concessionarie.

<sup>54</sup> Ad esempio la sostituzione all'estero di un impianto a carbone con uno a gas naturale di pari potenza consente di evitare all'interno, per l'installazione di nuova potenza, un corrispondente ricorso alle FER a beneficio delle fonti convenzionali. In particolare, assumendo che la produzione di kgCO<sub>2</sub>/kWh sia di 0,946 per un impianto a carbone e di 0,467 per uno a gas naturale (in base a elaborazioni su dati forniti dal GRTN *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 1999*, Settembre 2000), si ricava immediatamente che la sostituzione di un kWh da carbone con uno da gas comporta un risparmio di emissioni pari a 0,479 kgCO<sub>2</sub>, già di per sé lievemente *maggiore* di quello ottenibile sostituendo un kWh da gas (pari appunto a 0,467 kgCO<sub>2</sub>) con uno da FER

Paese poiché il beneficio delle emissioni evitate viene *comunque* ottenuto ed è *globale*, ossia prescinde dalla localizzazione delle riduzioni<sup>55</sup>.

Un altro aspetto da considerare è che la convenienza relativa sarà influenzata anche da come le riduzioni realizzate all'estero si distribuiranno tra "effettive" ed "evitate".

Nel primo caso si tratterà di una sostituzione/riconversione di impianti e processi produttivi già esistenti (nel settore della generazione, in quello industriale ecc.), in modo da abbatterne l'intensità carbonica; nel secondo caso si tratterà di investimenti del tutto nuovi e addizionali che dovranno sostituire, "bypassandoli", quelli già pianificati ma non ancora realizzati: in questo secondo caso il miglioramento di efficienza energetica e le riduzioni di emissione saranno di tipo soltanto stimato, conducendo facilmente ad una loro sovrastima e, di converso, ad una sottostima dei loro effettivi costi marginali.

I pericoli di "dumping ambientale" connessi a tale discrezionalità hanno non a caso costituito un elemento di dibattito alquanto controverso fin dalla fase di elaborazione del Protocollo.

### 3.8.2.1. Il mercato dei diritti di emissione e i certificati verdi

Una problematica a parte riguarda invece gli effetti dell'implementazione di un mercato dei diritti di emissione, che è il terzo meccanismo flessibile previsto dal Protocollo di Kyoto (Emission Trading). Questo strumento serve ad ottimizzare l'efficienza nelle riduzioni, ossia a raggiungere i *target* prefissati al minor costo possibile.

L'allocazione iniziale dei permessi tra settori e singoli partecipanti, necessaria per avviare il meccanismo, può avvenire per due vie: o – gratuitamente – in base alle emissioni storiche e/o a considerazioni sulla tutela della competitività; oppure in base ad asta, dunque dietro corrispettivo che comporta un provento per l'operatore pubblico (quanto avvenuto ad esempio in Gran Bretagna). In entrambi i casi il successivo scambio dei diritti sul mercato serve a raggiungere un prezzo coincidente con il minimo costo marginale dell'*n*-esima unità di emissioni abbattuta richiesta dal *target*, ossia con il minimo costo complessivo. La convenienza per un soggetto economico<sup>56</sup> a comprare diritti si ha fin quando il costo complessivo al quale può acquistarne sul mercato la quantità necessaria a rispettare i limiti è inferiore a quello che dovrebbe altrimenti sostenere ricorrendo, in via sostitutiva, ad interventi diretti.

Il punto critico è rappresentato dall'interferenza che verrà ad instaurarsi tra il mercato dei diritti di emissione e quello dei certificati verdi. I certificati verdi, infatti, in prima battuta svolgono per i produttori di energia la funzione di comprovare la provenienza dalle FER delle quantità rese obbligatorie per legge; in seconda battuta il loro scambio sul mercato serve ad ottimizzare la produzione da FER concentrandola sui soggetti che sono in grado di ottenerla ai minori costi, esattamente in modo analogo al mercato dei diritti di emissione. Appare consequenziale, allora, che il sovrapprezzo incorporato nei certificati verdi rispetto al costo unitario delle fonti convenzionali assunto come riferimento rappresenti, indirettamente, il costo marginale di abbattimento della CO<sub>2</sub> derivante dal ricorso alle FER.

Dal canto suo il prezzo unitario dei diritti di emissione (ERU) rappresenta il costo marginale di abbattimento della CO<sub>2</sub> più efficiente e competitivo che il mercato è in grado di esprimere, a livello europeo (quando sarà attivato dopo averne definito la cornice operativa) oppure nazionale (già a regime o comunque allo studio in diversi Paesi, Italia compresa).

---

<sup>55</sup> Ciò non avviene per i costi esterni relativi alle emissioni non-serra, la cui localizzazione è determinante.

<sup>56</sup> Inteso in senso ampio: individuale (ad es. impresa) oppure come settore produttivo.

Ciò significa che un soggetto vincolato a ridurre le proprie emissioni si trova di fronte due termini di riferimento:

- il mercato dei diritti, su cui confluiscono tutti i soggetti dotati di un surplus da vendere grazie ad abbattimenti di emissioni ottenuti in qualsiasi modo: modifiche del mix energetico, forme di risparmio, innovazioni di processo e di prodotto a minor intensità di energia. In una situazione concorrenziale, il prezzo vigente su tale mercato rappresenta pertanto il costo correlato alla *miglior* opzione in termini di efficienza *tra tutte* quelle possibili;
- il mercato dei certificati verdi, dove confluiscono invece i soggetti produttori di energia da FER, la quale ingloba riduzioni implicite di emissioni (quelle evitate rispetto alla produzione da fonti convenzionali).

Poiché i certificati sono titoli “al portatore”, l’acquisto di fatto abbina all’approvvigionamento energetico una riduzione di emissioni che può essere fatta valere rispetto ad eventuali obblighi. Il prezzo dei certificati verdi in rapporto a quello degli ERU, nonché l’ammontare delle rispettive sanzioni in caso di mancato acquisto delle quote necessarie, divengono pertanto una variabile chiave perché determinano in quale misura il ricorso alle FER rispetto a tutte le altre opzioni disponibili possa eventualmente ampliarsi *oltre* la quota di acquisto obbligatoria.

Occorre puntualizzare, in proposito, il tipo di rapporto che si instaura tra i diversi tipi di prezzo. Il *sovrapprezzo* dei certificati verdi rispetto al kWh convenzionale rappresenta il costo marginale delle riduzioni di emissioni ottenute *all’interno tramite FER*; il prezzo dei diritti espresso da un eventuale mercato interno rappresenta il costo marginale delle riduzioni ottenute sul territorio nazionale da qualunque opzione; il prezzo dei diritti (ERU) rilevato su un mercato europeo o internazionale rappresenta il costo marginale delle riduzioni ovunque ottenute nell’ambito dei Paesi e dei settori sottoposti a vincolo, da qualsiasi opzione.

È evidente che il prezzo dei diritti di emissione, a prescindere dal livello territoriale del relativo mercato, scaturisce dalla “concorrenza” tra *tutte* le opzioni disponibili per ridurre le emissioni (ad esempio: modifiche di processo e di prodotto), rispetto alle quali l’opzione della “modifica del mix energetico” rappresenta un sottoinsieme e il ricorso alle FER un ulteriore sottoinsieme. L’interazione tra mercato dei certificati verdi e mercato globale dei diritti può pertanto mettere indirettamente in competizione sul piano dell’efficienza e dei costi anche le produzioni nazionali di energia da FER.

## **Capitolo 4**

# **CULTURA DELL'ENERGIA, COMUNICAZIONE E PARTECIPAZIONE**



#### 4.1. LA CULTURA DELL'ENERGIA

L'esigenza di affrontare la problematica dell'accettabilità sociale delle nuove fonti di energia è conseguenza dei profondi cambiamenti che ha subito negli ultimi trenta anni il contesto economico-sociale del nostro Paese. Già la crisi petrolifera del 1973 provocò, nei Paesi maggiormente industrializzati, un tracollo economico e psicologico, che si tramutò in una sensazione di profondo smarrimento e vulnerabilità dinnanzi ai nuovi scenari che si andavano configurando.

Tutto ciò ebbe almeno due conseguenze immediate; innanzitutto si capì, per la prima volta chiaramente che, il "benessere" e gli equilibri di cui si fregiava tutta una parte del mondo, potevano essere pesantemente messi in discussione dalle scelte di carattere politico strategico di alcuni Paesi fino a quel momento quasi sconosciuti, come il Kuwait. In secondo luogo, il dibattito su come lo sviluppo economico degli anni 60 poteva evolversi prima di incontrare dei limiti strutturali, fino ad allora condotto con modalità piuttosto tecniche, venne portato all'attenzione del grande pubblico.

Si comprese che il collasso dell'intero sistema economico-naturale sarebbe avvenuto ad una data vicina, intorno al 2030, e questo per diversi motivi: l'esaurimento delle risorse naturali fossili (petrolio, metalli); l'aumento della popolazione; i cambiamenti climatici e l'inquinamento atmosferico.

Oggi, a trent'anni di distanza, la situazione non è cambiata, anzi, si è soltanto aggravata rendendo più urgente un intervento sulle politiche nazionali e locali e sulle modalità dei consumi.

In particolare, i combustibili fossili sono in via di esaurimento e, tra venti o trent'anni al più tardi, si dovranno utilizzare fonti energetiche diverse se non si vogliono stravolgere gli equilibri del sistema ambientale contemporaneo. Tutto ciò ha portato, come conseguenza, la convinzione diffusa che il ricorso alle fonti rinnovabili sia una scelta da considerare ineluttabile, anche se a tempi lunghi sui quali non c'è una convergenza univoca di previsione da parte della comunità scientifica.

La promozione delle fonti rinnovabili è oggi una delle priorità della politica energetica dell'Unione Europea e questo per molteplici motivazioni: riduzione dell'utilizzo dei combustibili fossili e, quindi, tutela dell'ambiente su scala locale e globale (Protocollo di Kyoto), parziale affrancamento dalle importazioni di energia da aree geopoliticamente instabili per ottenere maggior flessibilità, economicità e sicurezza dell'approvvigionamento energetico (Libro Verde Europeo sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico), sviluppo della generazione distribuita, creazione di un comparto produttivo consono alle piccole e medie imprese, generazione di nuova occupazione.

Il Libro Bianco dell'Unione Europea "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" del 1997, stabiliva l'obiettivo del raddoppio del contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico dell'Unione entro il 2010 (dal 6% del 1997 al 12% del 2010). Al Libro Bianco europeo, ha fatto seguito in Italia nel 1999 il "Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", approvato con la Delibera CIPE 126/99, con il quale sono stati individuati per ciascuna fonte gli obiettivi di diffusione al 2010.

Queste normative mettono in risalto molto chiaramente l'indirizzo dell'Unione Europea: esso si ispira a una trasformazione del sistema energetico basata sull'utilizzo di diverse fonti energetiche e sul forte incremento della quota di rinnovabili. Tutto ciò per realizzare un nuovo sistema energetico più dinamico, flessibile e soprattutto improntato allo sviluppo sostenibile.

Questa auspicabile trasformazione dovrà, per essere davvero completa ed efficace e per ottenere i risultati concreti e sperati, avere il supporto di cittadini e istituzioni coscienti e lungimiranti, nonché la spinta di un sistema produttivo capace di saper rispondere alle esigenze del mercato e della sostenibilità energetica. In sostanza, il lato della domanda e il lato dell'offerta devono riuscire a muoversi in modo parallelo e coordinato per evitare squilibri e pericolose "diverse velocità" e

questo mutamento comporterà un cambiamento inevitabile delle abitudini e dei consumi della società contemporanea.

È necessario dunque coinvolgere i diversi protagonisti di questo profondo cambiamento del settore energetico, in particolare, bisogna preparare il terreno all'avvento di questo nuovo sistema attraverso attente e mirate strategie di comunicazione che, in modo concreto e innovativo, vadano ad incidere con efficacia sui comportamenti della comunità italiana.

#### 4.2. COMUNICAZIONE E COINVOLGIMENTO SOCIALE

Gli ultimi decenni hanno visto emergere e rafforzarsi una domanda sempre più pressante di partecipazione diretta dei cittadini ai processi decisionali pubblici. Tale fenomeno investe tutti i settori delle politiche pubbliche, ma assume una forza particolare nel campo delle politiche di gestione dell'energia e dell'ambiente.

L'intero indirizzo legislativo in materia di partecipazione pubblica è in movimento: leggi di riforma delle autonomie locali e sulla trasparenza ed accessibilità degli atti della pubblica amministrazione, leggi e norme sull'informazione ambientale, legge Seveso e leggi normative di carattere settoriale.

Gli obiettivi che un ente locale (Comune, Comunità Montana, Provincia) si dovrebbe porre per realizzare il coinvolgimento delle popolazioni sono quelli di acquisire maggiore credibilità tramite un processo decisionale aperto ed accessibile, identificando i valori e gli interessi delle singole realtà e sviluppandone la partecipazione. Per garantire ciò anche in materia ambientale, vi sono due importanti leggi varate entrambe nel 1990, la legge 142/90 e la 241/90 che aboliscono di fatto il segreto amministrativo, introducendo l'aspetto importantissimo della trasparenza degli atti.

L'interessamento dei cittadini non può, però, essere sviluppato tramite vie esclusivamente legislative. Deve avvenire anche attraverso specifici metodi di partecipazione utili a sviluppare e far crescere la partecipazione in maniera democratica evitando che determinate scelte politiche possano essere vissute come forme di coercizione. La scienza sociale e politica ha maturato nel corso degli anni, all'interno delle discipline di propria competenza, diversi metodi di partecipazione del cittadino. In origine, questi metodi sono sorti per affrontare i problemi connessi ai rischi nelle società moderne (nota vedi G. Borrelli, S. Sartori, *Rischio tecnologico e interessi diffusi*, Quaderni ENEA, 1992). In un secondo momento, specie nei paesi di cultura anglosassone, sono stati estesi al processo di decisione. Tra i metodi più utilizzati si ricordano i seguenti.

##### *La negoziazione*

Metodo in cui due o più parti in contrasto tra loro tentano di raggiungere, con l'aiuto di un moderatore, l'accordo su uno o più aspetti controversi. Durante un processo negoziale, l'ente promotore ed un gruppo ristretto di cittadini partecipano come parti interessate alla negoziazione, aderendo ad un comitato di negoziatori che ha il controllo sostanziale sulle metodologie di lavoro, sulla composizione, sull'uso delle risorse e sulla durata dell'intero iter.

##### *Le "hearing" pubbliche*

Forum aperti in cui cittadini interessati ascoltano le proposte avanzate dagli organizzatori (in genere agenzie private) e rispondono secondo un format determinato dall'agenzia stessa. Questo metodo, prevalentemente adottato negli USA, si caratterizza per una presentazione dell'informazione di tipo tecnico, che generalmente garantisce il successo dei rappresentanti degli interessi economici, spesso coincidenti con gli stessi partecipanti alle *hearing*.



### *I sondaggi di opinione*

Sono di completamento alla partecipazione pubblica in quanto coinvolgono un ampio numero di cittadini (detto campione) interessati ad una data iniziativa. L'influenza sulle decisioni è, però, debole, poiché viene fotografato un determinato momento o stato d'animo dei cittadini coinvolti, spesso poco attenti alla struttura della domanda posta. Tuttavia, pur essendo soltanto uno strumento conoscitivo dell'opinione del campione prescelto, possono essere un valido strumento per informare i decisori politici.

### *I referendum*

Strumento di democrazia diretta (art. 75 Cost.) che prevede l'intervento diretto del popolo nell'esercizio dell'indirizzo politico senza il tramite dei suoi rappresentanti. La legge 142/90 ha introdotto il referendum consultivo, che riguarda materie di esclusiva competenza locale, tale forma di consultazione popolare, avendo un carattere esclusivamente consultivo, non potrà avere alcun effetto vincolante per l'ente locale e potrà attuarsi solamente in quei comuni il cui statuto ne prevede espressamente la disciplina.

### *L'intervista*

Processo di interazione fra un soggetto (intervistatore) e un altro soggetto (intervistato), il quale, sottoposto a determinati stimoli (domande) intorno all'oggetto dell'intervista, fornisce determinate dichiarazioni (risposte). L'intervista può avere per oggetto fenomeni oggettivi o atteggiamenti soggettivi. Le domande si distinguono perciò in domande su fatti e domande su opinioni. Al termine di ogni intervista o di un blocco di interviste (siano esse libere o strutturate) occorre redigere un verbale di intervista da cui emergeranno i dati e i risultati finali. Le interviste possono essere effettuate su un campione ristretto di persone a patto che questo sia rappresentativo di un ambiente o di una comunità locale.

## 4.3. IDEE PER IL COINVOLGIMENTO SOCIALE

La comunicazione relativa alle tematiche ambientali locali e globali, da alcuni anni è promossa in diverse forme e con diversi strumenti da una pluralità di soggetti: mass media, Enti pubblici, aziende private, associazioni ambientaliste, attori politici. Le caratteristiche e le modalità, con cui tale comunicazione viene proposta, sono però ancora caratterizzate da elementi di unilaterità, settorialità, episodicità e superficialità. I linguaggi e i contenuti utilizzati sono, inoltre, troppo spesso eccessivamente tecnici per raggiungere un largo pubblico.

Le Istituzioni nazionali e gli Enti locali dovrebbero puntare sulla realizzazione di diverse campagne di sensibilizzazione, incentrate sui vantaggi offerti dalle fonti energetiche rinnovabili e dalle tecnologie pulite, in modo da far cogliere all'utente finale le opportunità che apre il mercato.

L'incapacità di una larga fetta di utenti finali di distinguere, ancora oggi, tra pannelli solari termici e pannelli solari fotovoltaici è un esempio di come l'informazione ambientale italiana, troppo spesso oscillante tra il tecnicismo e l'allarmismo, necessiti di una profonda riflessione.

Il primo e fondamentale *step* di questa riflessione è quindi l'informazione. Essa deve godere di una buona continuità, deve essere attenta a diversi target e deve avere la capacità di rinnovarsi ed essere sempre all'altezza delle tematiche che vuole illustrare. In questo contesto la Direzione IAR del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, si è impegnata per la realizzazione di una pagina web dedicata alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica.

#### 4.3.1. *Il sito web del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio*

All’interno del sito web del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio c’è uno spazio, a cura del servizio IAR, dedicato alla FER<sup>1</sup>. Tale spazio è stato pensato, oltre che come strumento di informazione, come momento d’incontro con un ampio pubblico di fruitori: dagli esperti del settore, ai cittadini, fino ad arrivare al pubblico dei giovanissimi. Per questo sono stati realizzati tre percorsi diversi per linguaggio, informazioni e strumenti grafici utilizzati, mirati a questi tre destinatari. In particolare il terzo percorso, dedicato ai ragazzi e inaugurato con il nome di “Parco giochi delle fonti rinnovabili”, è stato pensato come un gioco interattivo adatto ad un pubblico “under 14”, che potesse rendere divertente e di facile comprensione il tema energetico. Questo, in termini concreti, ha significato un’affluenza media giornaliera di circa 700 utenti, cifra davvero consistente se si considera che la pagina web delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica è una pagina interna di una Direzione. L’alta affluenza di contatti giornalieri dimostra che il pubblico premia le scelte che tendono a diversificare l’offerta.

#### 4.4. L’ENERGIA E IL TERRITORIO

Il contesto energetico italiano è molto diverso da Regione a Regione e, in alcuni casi, anche da Provincia a Provincia. Questo comporta una difficoltà maggiore a realizzare strategie efficaci e interventi adeguati a livello centrale, rispetto ad altri paesi europei dove la situazione energetica è più omogenea. Diventa quindi necessario operare a livello locale per rispondere adeguatamente alle esigenze dei diversi territori.

In Italia, a questo proposito, sono sorte le agenzie energetiche locali con il preciso obiettivo di supportare gli Enti locali, le aziende, gli operatori del settore e i cittadini per tutte le attività di carattere energetico. In particolare, essendo le agenzie emanazione di un’Istituzione Pubblica come la Provincia o il Comune, a volte anche la Regione, esse si possono considerare l’interfaccia operativa tra l’Ente di riferimento e il suo territorio. Questo è un aspetto molto importante in termini di comunicazione energetica efficace e di coinvolgimento sociale, in quanto una comunità è sempre parte in causa delle scelte strategiche che dovrà nel tempo consolidare.

##### 4.4.1. *La Rete Nazionale delle Agenzie Energetiche Locali (RENAEL)*

In Italia, molte agenzie locali nel 1999 hanno costituito la Rete Nazionale delle Agenzie Energetiche Locali (RENAEL), sottolineando, in questo modo, l’esigenza di coordinamento e di collaborazione tra le diverse agenzie italiane e con l’obiettivo preciso di condividere le esperienze più interessanti per dare ad esse l’adeguata visibilità. Le agenzie sono impegnate fundamentalmente nella diffusione a livello locale delle fonti rinnovabili.

Esse svolgono questo compito attuando diverse azioni di supporto agli Enti locali nel campo della pianificazione energetica, dell’analisi delle potenzialità di risparmio energetico, della divulgazione delle conoscenze nel settore energetico e delle iniziative in corso.

Nell’ottica della cooperazione, RENAEEL è coordinatrice di un Progetto Europeo: “SEANCE”; incentrato sullo scambio d’informazioni tra le Reti Nazionali energetiche di Italia, Germania, Regno Unito, Svezia, Irlanda e Austria.

---

<sup>1</sup> [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)

#### 4.4.2. La “Carta di Perugia”

Un importante passo, per rendere più visibili e quindi più incisive le attività delle agenzie, è stato fatto a Perugia, dove nel marzo del 2003 si sono riunite le associazioni Europee in un meeting organizzato da RENAEL. Il meeting, oltre a segnare un rafforzamento della collaborazione a livello europeo, ha visto nascere un documento ufficiale molto importante: la “Carta di Perugia”: il documento (riportato integralmente nel Box), ha il preciso intento di stimolare le Istituzioni nazionali, in modo da consentire alle agenzie energetiche locali di poter assolvere in modo più efficace ai loro compiti.

#### BOX - La Carta di Perugia

“Premesso che:

- la Commissione Europea nell’ambito del programma SAVE ha promosso la nascita di Agenzie Energetiche Regionali e Locali per l’Energia, ormai più di 250, presenti in tutti i paesi dell’UE. e nei paesi candidati

- le Agenzie Energetiche Regionali e Locali, allo scopo di applicare e diffondere maggiormente le politiche energetiche ed ambientali dell’UE., hanno costituito delle Associazioni Nazionali

- la CE, attraverso il progetto MANAGENERGY, ha individuato proprio nelle Reti Nazionali delle Agenzie Energetiche Regionali e Locali un importante ed efficace strumento di supporto per - la diffusione presso gli enti locali, gli operatori pubblici e privati ed i cittadini delle buone pratiche per l’uso razionale dell’energia e la diffusione delle fonti rinnovabili

- la CE ha confermato la volontà di supportare concretamente il ruolo strategico delle Agenzie Energetiche Regionali e Locali anche attraverso il co-finanziamento di un progetto di coordinamento delle Associazioni Nazionali chiamato SEANCE, che vede partecipi le Associazioni di Austria, Germania, Irlanda, Italia, Regno Unito e Svezia

- le Associazioni Nazionali partner del progetto SEANCE si sono riunite a Perugia nei giorni 24 e 25 marzo 2003, con la presenza del rappresentante della CE, per discutere sul ruolo delle Agenzie e delle loro Associazioni nell’attuazione delle politiche energetiche comunitarie, nazionali e locali

tutto ciò premesso

le Associazioni Nazionali delle Agenzie Energetiche Regionali e Locali di Austria, Germania, Irlanda, Italia, Regno Unito e Svezia e con loro le Associazioni di Olanda , Spagna e Bulgaria presenti a Perugia chiedono:

I - il riconoscimento ufficiale a livello nazionale del ruolo delle Agenzie Energetiche Regionali e Locali e delle loro Associazioni Nazionali

II- che le Agenzie Energetiche Regionali e Locali possano essere destinatarie dirette dei compiti resi obbligatori dalle legislazioni nazionali vigenti, con particolare riferimento a quelle di competenza degli enti locali territoriali delle singole Agenzie sui temi dell’energia e dello sviluppo sostenibile

III - che alle Agenzie Energetiche Regionali e Locali ed alle loro Associazioni Nazionali sia riconosciuto un ruolo operativo nei processi di adozione delle nuove direttive comunitarie sull’efficienza energetica ed in particolare ai temi legati alla certificazione energetica degli edifici

IV - che venga istituito tramite le Associazioni Nazionali delle Agenzie Energetiche Regionali e Locali un osservatorio per la verifica dell’applicazione delle normative europee e nazionali in materia di energia e sviluppo sostenibile”

Una sintesi delle azioni concrete che, se pianificate in un sistema politico integrato, potrebbero partecipare alla soluzione del problema dell’accettabilità sociale può essere la seguente:

#### *Campagne d’informazione attraverso i media*

Le campagne di sensibilizzazione sull’uso razionale dell’energia e sulle fonti rinnovabili attraverso televisioni, giornali e radio sono lo strumento più diretto per raggiungere il grande pubblico e inaugurare un insieme di azioni più specifiche e mirate.

#### *Tavoli tematici*

L’organizzazione di tavoli tematici è un’occasione fondamentale per coinvolgere le Amministrazioni Locali (Regioni, Province e Comuni) e gli operatori del settore, creare delle collaborazioni e pianificare azioni specifiche per rendere protagonisti diretti i differenti territori con le loro specifiche esigenze.

### *Materiale informativo*

Molto importante è che, accanto alle campagne di comunicazione sui media, venga promossa la distribuzione di materiale informativo. Brochure e piccoli manuali sulle differenti fonti rinnovabili potrebbero essere distribuiti all'interno di attrezzati info-point, in occasione di eventi e nei locali di pubblica utilità, insieme a manifesti e locandine nelle piazze e nei luoghi di maggiore concentrazione antropica.

#### *Creazione di info-point*

La costituzione di un info-point locale è uno degli strumenti più adeguati al contatto diretto col cittadino, creando un luogo di incontro e di dialogo fra le istituzioni e il pubblico. È un mezzo necessario per sciogliere i dubbi legati alle FER e per informare la collettività rispetto ai bandi, agli incentivi e alla normativa regionale.

#### *Organizzazione di eventi*

Giornate cittadine, grandi serate che uniscano l'informazione a momenti ludici e culturali e mostre sulle tecnologie rinnovabili, sono strumenti fondamentali di coinvolgimento sociale. È importante mostrare al pubblico quanto il nostro paese stia investendo per rinnovare la cultura energetica italiana. Il messaggio che è necessario lanciare è che le fonti rinnovabili possono diventare il nostro nuovo presente, una realtà nuova, un modo nuovo di pensare la vita quotidiana e le abitudini di consumo.

#### *Programmi per le scuole*

Per creare una nuova cultura dell'energia è di primaria importanza raggiungere il pubblico dei giovanissimi; sarebbe necessario, da una parte, organizzare incontri nelle scuole e giornate tematiche mirate alle differenti fasce di età, dall'altra, far diventare gli studenti protagonisti di progetti legati alle tematiche energetiche (creazione di un sito web, progetti di risparmio energetico negli istituti, concorsi...)

#### *4.4.3. Il Progetto "Il Sole a Scuola"*

Il Progetto "Il Sole a Scuola" è un'iniziativa per la diffusione della conoscenza dell'uso sostenibile dell'energia e dell'impiego delle fonti rinnovabili rivolta alla scuola secondaria superiore, promossa dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio nell'ambito di un Accordo di Programma con l'ENEA e con la collaborazione del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca.

Una maggiore consapevolezza sulle diverse fonti di produzione di energia e sulle conseguenze sull'ambiente del loro utilizzo da parte dei cittadini, costruita fin dai tempi della scuola, può infatti contribuire al conseguimento degli impegni assunti dal Paese a livello nazionale e internazionale sulle riduzioni delle emissioni dei gas serra e sulle altre sfide ambientali. La significativa presenza di progetti relativi ad edifici scolastici nel programma "Tetti fotovoltaici", promosso dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, ha suggerito l'avvio di attività a sostegno di un maggiore coinvolgimento dei docenti e degli studenti, a partire dagli Istituti Superiori che hanno installato o hanno manifestato interesse a installare impianti fotovoltaici.

Il Programma, a cui hanno aderito circa 100 scuole italiane distribuite su tutto il territorio nazionale, si proponeva in particolare il conseguimento dei seguenti obiettivi:

- sensibilizzare i docenti sulle iniziative del Ministero dell'Ambiente nel campo delle Fonti Rinnovabili;
- mettere a disposizione dei docenti, informazioni di natura tecnica relative alle varie fonti di energia, in particolare all'energia fotovoltaica, per la progettazione e la valutazione delle prestazioni degli impianti;

- sperimentare moduli di formazione e, conseguentemente, produrre linee guida contenenti indicazioni metodologiche e possibili percorsi tematici da utilizzare nel contesto delle attività scolastiche;
- realizzare una rete telematica di scuole aderenti al progetto, per consentire e agevolare la comunicazione, lo scambio di informazioni ed esperienze tra docenti e studenti di tutto il territorio nazionale e facilitare i dirigenti scolastici nell'accesso all'informazione per la realizzazione degli impianti.

#### 4.5. STRATEGIE PARTECIPATE

Un altro metodo molto significativo di coinvolgimento sociale, a proposito di tematiche ambientali ed energetiche, che negli ultimi anni è sempre più utilizzato in Italia e in Europa, è quello delle strategie partecipate. Tale metodo consiste nel coinvolgere i principali *stakeholder* di un territorio attraverso una serie di modalità comunicative diverse. Gli *stakeholder*, che normalmente sono portatori d'interessi differenti, hanno in questo modo l'opportunità di trovare alcune soluzioni per i problemi del territorio stesso attraverso il confronto e la negoziazione.

Questa operazione, che normalmente è avviata dagli Enti locali, è gestita da "facilitatori" ovvero degli esperti di comunicazione pubblica che hanno il compito di guidare il dibattito.

I vantaggi offerti dalle strategie partecipate sono molteplici. Innanzi tutto, spesso, avviare una strategia partecipata consente all'Istituzione proponente di acquisire uno stato dell'arte energetico del suo territorio. Questo, non solo per ciò che riguarda lo studio dei dati di carattere tecnico, ma anche per ciò che riguarda il grado d'accettabilità sociale delle diverse fonti rinnovabili.

In secondo luogo favorisce il dialogo che è un elemento essenziale per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità energetica all'interno di una comunità. Infine, coinvolge le parti sociali e sprona la collaborazione tra esse e l'Ente Locale.

Tra le metodologie di coinvolgimento sociale si cita l'"European Awareness Scenario Workshops", EASW, brevemente descritta nel seguito, per i numerosi casi di applicazione annoverati in Europa.

Viene poi presentata in modo sintetico l'"Agenda 21 Locale" che rappresenta lo strumento principale di traduzione delle scelte strategiche comunitarie sul territorio.

##### *La Metodologia EASW*

Si tratta di un meccanismo interattivo riconosciuto dalla Commissione Europea il cui obiettivo è quello di promuovere la partecipazione sociale nei processi di innovazione tecnologica e di sviluppo sostenibile delle città. La flessibilità di questo meccanismo partecipativo ha permesso la sua applicazione in numerosi campi di interesse collettivo: dai problemi legati ai trasporti a quelli della tutela ambientale fino al corretto uso e alla pianificazione territoriale. Gli attori sociali che prendono parte direttamente all'EASW rappresentano le categorie della stessa comunità e sono: i cittadini, gli esperti di tecnologia, gli amministratori e i rappresentanti del settore privato. Durante le prime fasi del Workshop avvengono scambi di idee ed opinioni, che saranno le piattaforme propositive per elaborare soluzioni ai problemi di interesse comune. Parallelamente gli organizzatori dell'incontro avranno il compito di aiutare tutti i partecipanti ad individuare i ruoli che ogni singolo membro della comunità potrà svolgere attivamente per avviare lo sviluppo locale. La consapevolezza di questa situazione, oltre a rappresentare il successo dell'EASW, permette ai presenti di associare ai problemi, le potenziali soluzioni. A distanza di un anno, dovrà essere riconvocata l'assemblea che valuterà il cambiamento locale attraverso i risultati ottenuti dalle iniziative formulate durante il workshop.

### *L'Agenda 21 locale*

Nel giugno del 1992, la Conferenza delle Nazioni Unite sull'Ambiente e sullo Sviluppo (UNCED, United Nations Conference on Environment and Development), riunita a Rio de Janeiro, ha ufficializzato tale concezione a livello internazionale, sottoscrivendo un ampio documento definito come Agenda 21 Locale (agenda di azione per il 21° secolo). L'agenda 21 locale è un documento di natura programmatica orientato allo sviluppo sostenibile attraverso metodi e strumenti interdisciplinari, partecipativi, informativi e responsabilizzanti. Essa propone quindi di integrare la variabile ambientale in tutte le strutture di governo, in modo da passare da un agire pubblico imperniato sul comando e controllo, ad azioni di governo che attivino il coinvolgimento e la responsabilità degli attori economici e sociali. Per questo, mira a coinvolgere nei diversi processi decisionali il maggior numero di soggetti, a partire dalle Organizzazioni non governative e dalle autorità locali per arrivare ai singoli cittadini, al fine di portare avanti insieme, ciascuno con la propria competenza, una comune strategia verso un futuro "sostenibile".

Operativamente, l'Agenda 21 locale si basa sull'attivazione e la gestione di una "Procedura di Programmazione Partecipata": essa vuole essere un percorso "consapevole" di miglioramento della qualità dell'ambiente e dello sviluppo, dove azioni promosse direttamente e attivate dall'autorità locale, si affiancano ad azioni e programmi avviati su base volontaria di attori sociali ed economici, secondo principi di cooperazione e di integrazione.

Anche l'Italia si è formalmente impegnata, con la firma della Carta di Aalborg" (Danimarca, 1994), nell'attuazione di piani strategici per la sostenibilità dello sviluppo locale. Un fondamentale impulso in questa direzione è stato rappresentato dalla costituzione del Coordinamento nazionale Agende 21 locali, costituito a Ferrara nel 1999 (carta di Ferrara) per diffondere, monitorare e valorizzare le esperienze di A21L in corso.

#### 4.6. COMUNICAZIONE ENERGETICA E COINVOLGIMENTO SOCIALE

Le Regioni italiane mediamente più sensibili allo sviluppo delle fonti rinnovabili, sono quelle che godono delle condizioni climatiche meno favorevoli e questo, già di per sé, dimostra quanto le barriere sociali da abbattere siano forti. Questa situazione pone l'Italia in una condizione molto differente rispetto ad altri Paesi Europei in cui la diffusione delle tecnologie pulite è più sviluppata, sia per motivazioni legate al coinvolgimento sociale, sia per le maggiori incentivazioni di chi ha la responsabilità di progettare e realizzare efficaci strategie nel settore energetico.

Il nostro Paese se da un lato dimostra un reale e più vivo interesse per le fonti rinnovabili rispetto al passato, come testimonia l'enorme successo del "Programma 10.000 Tetti fotovoltaici" emanato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, dall'altro manifesta una forte diffidenza nei confronti di quelle tecnologie che in passato hanno determinato degli insuccessi, come testimoniano le grandi difficoltà che incontra il bando "Solare Termico" emanato dal Ministero e rivolto agli Enti Pubblici.

Il "Programma Tetti fotovoltaici" era finalizzato alla realizzazione, nel periodo 2000-2002, di impianti fotovoltaici di potenza da 1 kWp a 20 kWp collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione e integrati/installati nelle strutture edilizie poste sul territorio italiano. Era organizzato, inoltre, in due sottoprogrammi: uno rivolto a soggetti pubblici e l'altro indirizzato, attraverso le Regioni, ai soggetti privati. Entrambe le categorie di soggetti, titolari di utenza elettrica e che intendevano installare impianti fotovoltaici su strutture edilizie su cui esercitavano un diritto reale di godimento, hanno potuto, così, beneficiare di un contributo pubblico in conto capitale pari al 75% rispetto al valore degli investimenti. Il progetto ha riscontrato un notevole successo, sia per quanto riguarda la sezione destinata agli Enti Pubblici, sia nell'area riservata ai soggetti privati.

Al contrario del precedente bando, il Programma "Solare termico", rivolto agli Enti pubblici, ha avuto notevoli difficoltà di ricezione da parte del target di riferimento, nonostante l'inadempimento di moltissimi Enti locali nei confronti della legge 10 del 1991 che li obbligava a fare interventi di

risparmio energetico ed a installare pannelli solari termici negli edifici di loro proprietà. Il bando Ministeriale poteva rappresentare un'occasione importante per mettersi in regola, usufruendo anche di un contributo pari al 30% rispetto al costo totale dell'impianto.

Il valore dell'installato in Italia oggi supera di poco i 350.000 m<sup>2</sup> con un'installazione annua di circa 45.000 m<sup>2</sup> di collettori solari nel 2001 contro i 900.000 m<sup>2</sup>/anno della Germania, i 150.000 m<sup>2</sup>/anno dell'Austria e i 170.000 m<sup>2</sup>/anno della Grecia.

L'Italia, per raggiungere l'obiettivo dei 3.000.000 m<sup>2</sup> al 2010, imposto dal Libro Bianco, deve promuovere una crescita complessiva del settore pari a circa il 40% l'anno, mentre l'attuale tasso di crescita del mercato non è assolutamente sufficiente per raggiungere questo *target*.

Nel caso del solare termico, il nostro Paese paga lo scotto di un'immagine della tecnologia che in passato è stata danneggiata in quanto molti cittadini si erano fidati di una tecnica non ancora matura, in un periodo in cui molti installatori non erano in grado di risolvere i problemi di manutenzione di impianti ancora imperfetti. Oggi la situazione è molto diversa: la tecnologia è matura, gli impianti sono di alto livello e non mancano gli installatori in grado di svolgere l'adeguata manutenzione. Nonostante ciò, la diffidenza nei confronti del solare termico è ancora molto forte. A questo proposito è interessante illustrare la testimonianza di città come Barcellona e Friburgo, dove, tramite un processo di gestione del consenso, il solare è riuscito a prendere piede con successo.

#### *4.6.1. La promozione dell'energia solare a Barcellona*

A Barcellona allo scopo di promuovere un maggior utilizzo della risorsa solare, è stata adottata nel giugno del 1999 una legge innovativa, la "Barcelona Solar Ordinance", per incoraggiare l'installazione di impianti solari termici negli edifici costruiti o integralmente ristrutturati dopo il 1° agosto 2000. Quello che va sottolineato, oltre alla positività dell'iniziativa in sé, è il modo in cui i promotori del progetto hanno tenuto in considerazione l'importanza della comunicazione e dell'informazione nei confronti della popolazione locale.

Per favorire l'applicazione della "Solar Ordinance" e promuovere le tecnologie solari è stato creato infatti uno spazio di informazioni nel centro di Barcellona che ha avuto un grande successo di pubblico. L'info point è stato realizzato con l'obiettivo preciso di rendere il più trasparente possibile il progetto in tutti i suoi aspetti (sia tecnici sia economici) anche ai non addetti ai lavori; in questo modo il centro ha costituito un luogo in cui il cittadino ha potuto trovare risposta alle proprie numerose domande e dove è stato possibile informare la popolazione sulle finalità e le potenzialità di questa tecnologia e delle fonti rinnovabili in generale.

È stata inoltre portata avanti un'indagine a campione, al fine di comprendere l'atteggiamento dei cittadini verso le fonti rinnovabili ed in particolare verso il solare termico. Dall'inchiesta è risultato che l'80% dei cittadini di Barcellona si dichiara disposto a pagare il 10% in più per utilizzare energie pulite. La messa in atto dell'ordinanza municipale fa parte di un consistente programma energetico, che conta di installare entro il 2002 più di 100.000 m<sup>2</sup> di collettori solari, e che rientra nelle strategie volte alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Evidentemente, il grande pregio della politica seguita da Barcellona è stato la capacità di mostrare la coerenza di questo singolo progetto con un piano strategico più ampio e diversificato e di essersi impegnata con mezzi non esigui nella comunicazione pubblica favorendo così il coinvolgimento sociale e arrivando di conseguenza ad un enorme consenso da parte della comunità.

#### *4.6.2. L'esempio di Friburgo*

In Germania, la città di Friburgo promuove da alcuni anni lo sviluppo sostenibile, attraverso la ricerca di soluzioni mirate a ripristinare l'equilibrio ambientale utilizzando forme di coinvolgimento sociale della popolazione.

A questo scopo è stato realizzato un progetto per migliorare la qualità della vita degli abitanti e per ridurre i costi gestionali dei cittadini. Tale progetto si è sviluppato attraverso tre tipologie d'interventi.

Il primo tipo d'intervento ha agito sul ripristino del microclima e della permeabilità del terreno attraverso la sostituzione dell'asfalto sui marciapiedi, nei parcheggi, lungo le linee tranviarie, la rivitalizzazione dei frutteti, la ricanalizzazione dei torrenti e l'utilizzo di tetti ricoperti d'erba invece che di pietra o coccio.

La seconda tipologia d'interventi ha incoraggiato l'uso del fotovoltaico e del solare termico attraverso programmi d'informazione nelle scuole pubbliche, nelle quali sono stati utilizzati tali tecnologie, inoltre per limitare la dispersione del calore nelle abitazioni site nella piazza vecchia della città, gli edifici sono stati "impacchettati" con un materiale isolante di quindici centimetri.

Il terzo livello d'interventi ha riguardato il coinvolgimento degli abitanti attraverso:

- interventi di risparmio sui costi dei servizi per chi rispettava le direttive dell'Amministrazione;
- costituzione di Casse comuni all'interno del quartiere per realizzare gli interventi programmati;
- distribuzione gratuita di diecimila lampadine a basso consumo e contemporaneo aumento del costo dell'elettricità in modo da ridurre i consumi, pareggiare i conti e abbassare il livello d'inquinamento.

La strategia seguita dalla città di Friburgo non si è fermata a questo punto, l'ambizione è infatti quella di ridurre del 25% entro il 2010 la quantità di biossido di azoto immessa nell'atmosfera.

In sintonia con tale obiettivo è da sottolineare che, nell'area industriale della città, sono localizzate cinquecento aziende attive nel settore delle fonti energetiche rinnovabili. I tetti e le facciate dei nuovi edifici inoltre sono rivolti a sud e sono attrezzati con pannelli solari termici e fotovoltaici schermati; le ringhiere dei balconi, più spesse del normale, servono per riscaldare l'acqua che scorre al loro interno.

È poi da ricordare il simbolo della città: la "Solarhaus", un prototipo di 145 metri la cui facciata sud è formata da 89 metri quadrati di isolamento opaco, che protegge dal calore e serve da sistema solare passivo, in grado di produrre 6.000 kWh l'anno. È dotata inoltre di un dispositivo di produzione energetica capace di dividere l'idrogeno e l'ossigeno dall'acqua mediante elettrolisi, permettendo di impiegare l'idrogeno come fonte energetica a lungo termine, come combustibile nell'area cucine e come fonte di riscaldamento ulteriore nei mesi invernali.

La "Solarhaus" non è un esempio isolato; l'edilizia ecologica ha trovato applicazione a tutti i livelli. I cittadini possono acquistare quote di un impianto fotovoltaico, pur non essendo proprietari di un tetto solare, permettendo la realizzazione su edifici privati e pubblici d'impianti collegati alla rete per oltre 300 kW. Anche il sistema finanziario collabora erogando incentivi economici per i cittadini che installano impianti solari, termici o fotovoltaici.

Inoltre, dal 1999, ogni consumatore di energia elettrica, anche se non ha installato un proprio impianto, contribuisce aderendo alle cooperative solari. Così, un intero quartiere della città è stato progettato e costruito "in verde". È il "Distretto Vauban", dove la maggior parte degli edifici è solare. Esempio tra tutti il "Wohnen und Arbeiten" (Vivere e lavorare): conserva l'85% dell'energia con un costo maggiorato di appena 7%; l'impianto di ventilazione recupera l'82% delle calorie provenienti dall'impianto di riscaldamento; i gas prodotti dall'impianto di fognatura servono per cucinare; la maggioranza delle finestre si affaccia a sud, per recuperare e incamerare la luce solare.

A testimonianza di quanto i cittadini abbiano fatto proprie queste abitudini di consumo, va ricordato che solo metà dei residenti usa l'auto avendo tra l'altro la possibilità di parcheggiare in un edificio multipiano ricoperto di pannelli, che lascia liberi gli spazi esterni e i giardini. Accanto è sorto "Schlierberg", edificato con case a schiera a surplus Energia, in grado in altre parole di rimettere in rete l'energia in eccesso rispetto a quella consumata.



I sistemi d'informazione che hanno reso possibile la realizzazione di tutti questi progetti sono stati: internet, cd rom, video clip, pubblicità creativa. Tali strumenti hanno reso possibile, oltre al coinvolgimento, la partecipazione e l'attivazione personale dei singoli cittadini e delle associazioni. Se per il solare termico la barriera è di tipo "tecnologico", nel caso del fotovoltaico si tratta di una barriera di tipo "economico", perché ancora oggi la tecnologia è abbastanza lontana dalla competitività con una "domanda" insufficiente ed un'"offerta" inadeguata. Prendendo in esame l'eolico, la barriera sociale è ancora diversa ed è di tipo "paesaggistico": molti comitati sorti di recente in Italia ritengono che i generatori eolici provochino un impatto ambientale superiore ai benefici che porterebbero da un punto di vista energetico.

L'energia eolica è ormai una realtà in diversi Paesi europei, dove viene considerata un'importante risorsa per affrontare e raggiungere gli obiettivi di Kyoto in tema di riduzione di emissioni di gas serra, ma nel nostro Paese questa fonte rinnovabile non ha riscosso finora un successo adeguato, in quanto l'installazione dei generatori viene percepita come un forte danno per il paesaggio. Il territorio italiano è molto diverso rispetto ad altri Paesi europei, come l'Olanda o la Danimarca, dove la tecnologia eolica si è sviluppata con maggiore vigore. Nonostante ciò, ci sono molte zone dove i generatori eolici potrebbero essere installati senza alcun danno ambientale.

Partendo, dunque, dalla consapevolezza che la scelta dell'eolico è una via indispensabile ed ineluttabile anche per l'Italia, quello su cui bisogna puntare è un'opera intelligente e trasparente di coinvolgimento sociale. A questo proposito diverse associazioni, tra cui l'Associazione Nazionale Energia del Vento (ANEV), svolgono un'importante opera attraverso seminari, convegni e la realizzazione di materiale informativo per illustrare i benefici che la collettività può trarre dalla diffusione della tecnologia. La nascita di comitati civici che si oppongono alle installazioni per paura di un danno permanente al paesaggio in molti casi potrebbe essere evitata da una presenza più attenta sul territorio da parte delle Istituzioni locali, che dovrebbero investire maggiormente in opere di promozione. Questo sia per dovere istituzionale, in quanto la qualità della vita di una comunità è una diretta responsabilità di chi la amministra in virtù del suo ruolo di rappresentanza, che per interesse strategico-politico, poiché un territorio che è gestito con equilibrio nei consumi e negli sprechi è garanzia, se l'esempio si moltiplica, di competitività a vari livelli, con le altre realtà europee.

Naturalmente, il percorso che deve portare allo sviluppo dell'eolico necessita di coordinamento e di regole per evitare speculazioni di ogni tipo e installazioni approssimative in luoghi dove, obiettivamente, i generatori potrebbero causare dei danni.

A questo proposito, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, insieme al Ministero delle Attività Produttive e al Ministero per i Beni e le Attività Culturali, ha predisposto un Protocollo d'intesa per favorire la diffusione delle centrali eoliche ed il loro corretto inserimento nell'ambiente e nel paesaggio<sup>2</sup>. Il protocollo, inoltre, prevede l'istituzione di un Comitato di Consulenza e Vigilanza al fine di monitorare l'esatto adempimento degli impegni assunti e di fornire supporto scientifico agli organi regionali che ne facciano richiesta. Le Regioni infatti sono gli Organi preposti ad attuare operativamente le Linee guida sul territorio.

Per modificare il *modus vivendi* e alcune abitudini della collettività a volte non basta ideare, progettare e realizzare iniziative di informazione, ma è necessario unire queste ad attività di coinvolgimento della maggior parte possibile di *stakeholder* del settore in cui si vuole operare. Questo semplifica molto il lavoro delle diverse strutture impegnate ad organizzare le attività, in quanto ognuna di esse si occupa di aspetti diversi e assicurerà all'iniziativa una visibilità maggiore, poiché è stata diffusa con l'impegno e le risorse di più persone.

---

<sup>2</sup> Il recente D.Lgs. 387 di recepimento della direttiva 2001/77/CE prevede l'emanazione di un decreto. Il protocollo non è ancora operativo non essendosi concluso l'iter di approvazione.

#### 4.7. IL RUOLO DELL'OPINIONE PUBBLICA PER UNA CULTURA DIFFUSA DELLA SOSTENIBILITÀ: IL "GREEN PRICING"

##### 4.7.1. *Premessa*

Un effetto dei processi di sensibilizzazione alle tematiche energetiche e ambientali del cittadino e di comunità è quello della crescita del livello della domanda di qualità della vita. La sensibilizzazione può però determinare anche una nuova volontà di partecipazione e di disponibilità a giocare un ruolo più attivo nel sistema domanda-offerta di beni e servizi.

È quanto è avvenuto nel settore alimentare dove la forte crescita della domanda di "biologico" ha determinato dapprima l'ingresso nel sistema produttivo e distributivo di nuovi soggetti e, successivamente, quando il nuovo segmento di mercato si andava configurando in modo più evidente, lo sviluppo di nuove linee di offerta da parte di strutture "tradizionali".

Le esperienze di green-pricing che vengono qui di seguito presentate sembrano potersi inserire in una logica analoga. Tali iniziative sono cresciute in aree in cui era elevato il livello di sensibilizzazione dell'utenza ma in cui la pubblica amministrazione e il sistema produttivo hanno svolto un ruolo determinante per l'avvio del meccanismo. Ciò è quanto emerge anche dal recente "Studio sulle problematiche del *green pricing* in Italia ed a livello internazionale e sulle modalità di una sua applicabilità nel contesto nazionale", svolto da Ecobilancio Italia per conto dell'ENEA nell'ambito dell'Accordo di Programma con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Lo strumento è potenzialmente interessante anche nel contesto italiano. Un recente sondaggio promosso da Kyoto Club con ISES Italia<sup>3</sup> mostra infatti che anche in Italia non solo sta crescendo il livello di sensibilizzazione alle tematiche ambientali ed energetiche ma che già si configura una nuova domanda.

##### 4.7.2. *Il meccanismo del "green pricing": esperienze, problematiche e prospettive negli USA, in Europa e in Italia*<sup>4</sup>

Il *green pricing* è un'opzione tariffaria offerta dal produttore e/o distributore al consumatore di energia elettrica, tramite la quale egli ha l'opportunità di acquistare, in genere con una certa maggiorazione, energia prodotta a partire da fonti rinnovabili, e di promuovere, in questo modo, anche la realizzazione di nuovi impianti che utilizzino tali fonti. Il *green pricing* può essere quindi visto da parte dei produttori e/o distributori di energia elettrica, come uno strumento per la conquista di settori del mercato energetico sensibili ai problemi ecologici, e, da parte dei consumatori consapevoli, delle associazioni ambientaliste e dagli organismi governativi, come uno strumento diretto ad ampliare la domanda di energia "verde", con conseguente sviluppo dell'offerta di fonti rinnovabili.

L'introduzione dei sistemi di *green pricing* può essere considerata una naturale conseguenza del processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e come tale si è potuta sviluppare solo negli ultimi due/tre anni.

Sistemi di questo genere sono già diffusi negli USA, in Australia, e in alcuni Stati europei (tra i primi Svezia, Paesi Bassi, Germania, Regno Unito, Finlandia, Svizzera). Da sondaggi di opinione ed indagini di mercato è emerso che, nei Paesi dove più avanzato è il processo di liberalizzazione del mercato energetico, esiste già un'area di mercato, potenzialmente estesa (compresa in vari Paesi Europei tra il 40 e il 50%, e tra il 20 e il 70% negli USA, a seconda dell'entità del sovrapprezzo),

---

<sup>3</sup> vedi Box – "Le aspettative degli italiani su alcune tematiche energetiche"

<sup>4</sup> A cura di Vincenzo Brandi, Enea, Agenzia per lo sviluppo sostenibile

costituita da consumatori interessati ad acquistare energia “verde”, e che per questo sono disposti a pagare – entro certi limiti - l’energia consumata anche a prezzo maggiorato.

Ad esempio, nel caso della Germania, si nota che il numero di clienti che hanno sottoscritto un’opzione verde è cresciuto da 30.000 nel 1999 ai 230.000 nel maggio 2000, mentre le aziende che vendono energia verde sono passate da 44 a 162, e l’energia venduta da 90 a 570 GWh.

Tuttavia, l’incidenza reale di esperienze nel settore è finora limitata: in vari Paesi dell’Europa occidentale le percentuali di consumatori che hanno aderito ad iniziative di *green pricing* è dell’ordine dell’1%, e in molti casi inferiore, mentre il consumo di energia elettrica corrispondente non supera in genere lo 0,2% rispetto alla domanda globale di questo tipo di energia. Altri paesi, come Austria, Belgio, Danimarca, Francia, Irlanda, Spagna, e Italia, si trovano in una fase ancora iniziale.

Negli USA, nel 2001, erano state coinvolte in programmi di promozione del *green pricing* circa 85 “utilities” pubbliche e private in 29 Stati, ma la percentuale dei consumatori che avevano aderito all’iniziativa nel 2001 era inferiore all’1% per più della metà delle “utilities” coinvolte, mentre i risultati migliori si erano attestati su percentuali comprese tra il 3% e il 4%, con una punta del 7% in un solo caso. Il risultato delle varie iniziative era stato l’installazione di impianti di fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili per complessivi 110 MW di potenza, che si andavano a sommare a 172 MW già programmati. La parte del leone tra le fonti coinvolte era rappresentata dall’energia eolica (oltre il 70%, destinato a crescere ulteriormente), seguita dalle biomasse (quasi il 20%), le piccole centrali idroelettriche (6,4%) e le tecnologie solari (3,6%), con le ultime due in netto calo.

La Svizzera, paese caratterizzato da una sensibilità elevata dei consumatori ai problemi ambientali secondo sondaggi qualificati, ha ottenuto un discreto 2% di partecipazione a livello di consumatori residenziali, cui però ha corrisposto solo un 0,3% in termini di consumo.

Notevoli eccezioni sono costituite solo dalla Svezia (con circa il 10% di consumo di energia elettrica, venduta con meccanismi di *green pricing*, rispetto alla domanda totale) e dai Paesi Bassi (con il coinvolgimento di circa il 20% di consumatori finali “residenziali”, cioè tipicamente piccoli consumatori residenti nell’area in cui opera la “utility” fornitrice, con un corrispondente consumo energetico di quasi il 5% rispetto al totale).

Il divario esistente tra bacino potenziale di diffusione del *green pricing* e livello di espansione reale esistente anche in paesi in cui il meccanismo è già attuato da tempo dipende da vari fattori; primo tra tutti la fiducia del consumatore senza la quale ogni proposta commerciale, per quanto ben articolata e sostenuta da un’efficace campagna di marketing, è destinata al fallimento. Di qui l’importanza che, fin dalle prime esperienze, ha assunto la certificazione di origine dell’energia offerta; e, in particolare, l’autorevolezza e l’indipendenza dell’organismo certificatore.

Nella fase pionieristica di sviluppo del *green pricing* varie aziende hanno offerto i loro prodotti “verdi” solo con propri marchi commerciali (“brand”), o, in alcuni casi, senza alcun marchio.

Negli ultimi anni sono nate e si sono sviluppate una serie di iniziative tese alla creazione di sistemi di certificazione indipendente del prodotto energetico che ne attestassero la provenienza da fonti rinnovabili (“green label”, “ecolabel”), in aggiunta o sostituzione dei marchi aziendali.

In Italia esiste, ed è operante dal 2001, il marchio di garanzia “100% Energia Verde”, promosso dall’Associazione REEF e gestito dal CESI, che specifica con precisione quali siano le fonti energetiche “ammesse” perché l’energia offerta sia considerata “verde”.

Si è assistito, tuttavia, nei Paesi dove il fenomeno è più diffuso, come ad esempio in Germania, alla nascita, per iniziativa di Enti diversi, di molteplici schemi di certificazione cui corrispondono molteplici marchi di garanzia: l'eccessiva proliferazione dei marchi ha prodotto un effetto di disorientamento sia negli operatori di settore che nei consumatori. Il problema di rendere omogenei i criteri e giungere a livello nazionale ad uno standard comune per la certificazione dell'energia "verde", è emerso in molti Paesi (Australia, Stati Uniti, Germania); tra le iniziative promosse in questo senso può essere segnalato quello dall'Associazione EUGENE, fondata, tra gli altri, dal WWF Europe.

Se le esigenze di "trasparenza" sono fondamentali per la riuscita dell'iniziativa, insieme ad iniziative mirate di marketing e pubblicità, un altro punto fondamentale è quello dell'entità del sovrapprezzo ("green premium"), anche se, come numerose esperienze americane ed europee dimostrano, nemmeno questo può essere considerato di per sé determinante.

In Finlandia, ad esempio, sovrapprezzi generalmente bassi, a volte nulli, o addirittura inferiori a quelli dell'energia tradizionale, non hanno fatto decollare il processo in modo soddisfacente, nonostante una riconosciuta sensibilità dei consumatori verso i problemi ambientali.

Il sovrapprezzo dipende innanzitutto:

- da fattori relativi al tipo della fonte energetica, dall'impianto e dal mix energetico adottati;
- da fattori<sup>5</sup> connessi al tipo della "utility" fornitrice<sup>5</sup>;
- dalla presenza di sussidi pubblici e di sgravi fiscali sulla produzione e sul consumo;
- dalla eliminazione di eventuali tasse energetiche poste su prodotti e sistemi inquinanti<sup>6</sup>.

Tra i vari fattori che possono avere influenza sulla riuscita di iniziative di *green pricing*, c'è anche il tipo di approccio di mercato adottato, diverso nei vari paesi europei, e che può essere ricondotto a due principali modalità di approccio: "obbligatorio" e "volontario".

L'approccio "obbligatorio", vigente in paesi come l'Italia, la Svezia, il Regno Unito e l'Austria, prevede la creazione dell'offerta di energia rinnovabile tramite obblighi imposti ai produttori, ai distributori o ai consumatori finali di energia; quello "volontario" prende, invece, in considerazione una domanda dovuta, principalmente, a motivi di consapevolezza ambientale e di marketing.

I sistemi basati sull'obbligo di produzione o acquisto di quote fisse di energia possono entrare, in una certa misura, in concorrenza e contraddizione con i sistemi basati sul mercato "volontario" tipico del *green pricing*. Tuttavia gli incentivi, o l'obbligo, per una serie di aziende pubbliche di usare energia "verde", ha favorito notevolmente la diffusione di questo tipo di energia. Ad esempio le ferrovie svedesi ed austriache (con oltre 1500 GWh/anno a testa) sono i massimi consumatori di energia da fonti rinnovabili a livello mondiale, anche se, in realtà, esse inglobano grosse quote di energia idroelettrica nel mix prescelto.

Un'altra distinzione deve essere fatta tra il mercato libero, in cui è possibile stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, grossista o distributore di energia elettrica (definiti clienti "idonei"), e il mercato "vincolato", caratterizzato da consumatori finali di energia elettrica (specificamente piccoli consumatori residenti in una certa area) definiti clienti "vincolati", in quanto

---

<sup>5</sup> Una "utility" pubblica ha minore necessità, rispetto ad un investitore privato, di avere un ritorno dell'investimento in tempi stretti, e può anche operare in condizioni di "no-profit" per favorire la scelta dei consumatori.

<sup>6</sup> Questa politica è stata praticata sia in Gran Bretagna, con modesti effetti, sia nei Paesi Bassi, dove è stato possibile applicare prezzi più bassi anche del 15% rispetto a quelli dell'energia da fonti tradizionali, con effetti molto positivi sullo sviluppo della domanda di energia "verde".

vincolati a stipulare contratti solo con il distributore che opera nell'area in cui è localizzata l'utenza (vedi artt. 2 e 14 del D.Lgs. 79/99).

Il prezzo nel mercato "vincolato" italiano è imposto e controllato dall'AEEG. Per lanciare, quindi, in Italia iniziative di *green pricing* dirette verso i consumatori residenziali "vincolati" si rende necessario chiedere l'autorizzazione dl'AEEG per la determinazione del sovrapprezzo.

Una delle ragioni del notevole successo del fenomeno nei Paesi Bassi è stata certamente l'apertura parziale del mercato vincolato mirata alle sole fonti rinnovabili, che ha indotto varie "utilities", con il concorso dell'eliminazione dell'ecotassa sulla produzione di energia "verde", a competere sull'offerta di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In definitiva, pur essendo fuori discussione il fatto che lo strumento del *green pricing* concerne il mercato liberalizzato dell'energia e non richiede, in linea di massima, interventi pubblici nei suoi meccanismi di attuazione basati su scelte volontarie dei consumatori, non è superfluo notare che la semplice liberalizzazione dei mercati energetici europei non è stata in grado di avviare e ampliare il processo in modo significativo e soddisfacente, come è dimostrato da varie significative esperienze europee (vedi il caso tedesco e quello finlandese), e come è confermato anche da esperienze pilota tipiche negli USA.

L'avvio di un meccanismo di *green pricing* appare di per sé utile a rafforzare nei consumatori una coscienza ecologista e a stimolare l'acquisto di energia "verde", obiettivi già sostanzialmente raggiunti in vari Paesi, ma il cui effetto sullo sviluppo delle fonti rinnovabili potrà essere avvertito solo nel medio-lungo periodo. La sola introduzione del meccanismo non è apparsa, infatti, di per sé sufficiente, nel breve periodo, ad ampliare in modo significativo la domanda di energia da rinnovabili e ad espandere di conseguenza l'offerta.

Per un'affermazione del meccanismo di *green pricing* appare indispensabile l'integrazione di vari fattori nell'ambito di politiche governative mirate, associando questo strumento in modo sinergico ad altri meccanismi di stimolo della domanda e dell'offerta dell'energia elettrica verde, quali incentivi, sgravi fiscali, obblighi di acquisto ed altre politiche di riduzione dei costi dell'energia rinnovabile. Si può citare a riguardo il caso della Svezia, in cui il meccanismo usufruisce di una politica pubblica di potenziamento dell'offerta da fonti rinnovabili, inteso a cambiare drasticamente il mix tra nucleare e fonti rinnovabili a favore di queste ultime.

Un ruolo fondamentale nel favorire le politiche espansive di cui sopra può essere giocato dalle "utilities" pubbliche, come è avvenuto, ad esempio, in Svezia e in Austria. Tale ruolo potrebbe essere svolto in Italia dalle ex-municipalizzate e dalle "Energy Service Company", le ESCO.

Anche in un Paese fortemente votato al mercato, come gli USA, la "utility" che ha raccolto il numero maggiore di consumatori aderenti ai programmi di "Green pricing" (circa 80.000 a giugno del 2001) è il LADWP (Los Angeles Department of Water and Power), mentre la Public Service Company of Colorado seguiva, alla stessa data, al secondo posto con 14.000 aderenti questo ruolo trainante è confermato dal fatto sono pubbliche ben nove delle dieci "utilities" americane che figurano ai primi 10 posti nella classifica per tasso di partecipazione.

### 4.7.3. Quali prospettive e priorità per l'Italia<sup>7</sup>

Dalla rassegna delle esperienze internazionali esposta precedentemente, emerge chiaramente che gli strumenti di incentivazione della domanda, come il *green pricing*, avranno un effetto visibile sulla diffusione delle rinnovabili solo nel medio-lungo termine. Tuttavia, per ottenere questo risultato, occorre cominciare sin da subito ad operare per la sensibilizzazione dei consumatori e la creazione di domanda.

Ad oggi, infatti, l'Italia non ha ancora conosciuto una vera diffusione del *green pricing* su larga scala. Sono pertanto numerose le questioni aperte, le principali delle quali sono riassunte e commentate in tabella 4.1.1.

Tabella 4.7.1 - Principali questioni da affrontare nell'introduzione del *green pricing* in Italia e primi orientamenti

Principali questioni aperte	Considerazioni emergenti dalla rassegna
1. Quali sono gli obiettivi del <i>green pricing</i> ?	Esistono tre obiettivi principali del <i>green pricing</i> : <ul style="list-style-type: none"> <li>- La sensibilizzazione dei consumatori e la creazione della domanda di energia rinnovabile a medio-lungo termine,</li> <li>- La garanzia di trasparenza e credibilità,</li> <li>- L'addizionalità, ovvero la garanzia dell'aumento della capacità produttiva rinnovabile.</li> </ul>
2. È necessaria una regolamentazione del <i>green pricing</i> oppure è meglio lasciare tutta l'iniziativa ai soli operatori del mercato?	Essendo uno strumento di mercato, il <i>green pricing</i> deve essere interamente gestito dagli operatori economici privati, i quali devono poter avere la possibilità di competere tra di loro anche attraverso tale meccanismo. Tuttavia, al fine di evitare possibili distorsioni alla concorrenza è necessario introdurre sistemi di garanzia riguardo a: <ul style="list-style-type: none"> <li>- tracciabilità delle fonti,</li> <li>- trasparenza e credibilità dell'informazione ai consumatori,</li> <li>- qualità delle fonti rinnovabili impiegate.</li> </ul>
3. È auspicabile l'istituzione di un marchio di garanzia?	Da quanto espresso sopra, è assolutamente raccomandabile istituire un marchio di garanzia con i seguenti obiettivi: <ul style="list-style-type: none"> <li>- fungere da riferimento per i marchi commerciali o altre iniziative di <i>green pricing</i> sviluppate dagli operatori economici senza entrare in competizione con loro</li> <li>- tutelare i consumatori, in particolare attraverso la definizione di criteri di ammissibilità delle fonti.</li> </ul>
4. Devono essere introdotti criteri di addizionalità?	Dalla rassegna internazionale emerge che, ad oggi, il <i>green pricing</i> da solo non può essere considerato uno strumento efficace per il raggiungimento di obiettivi di nuova capacità installata. Inoltre, eventuali meccanismi di addizionalità devono essere opportunamente armonizzati con altri meccanismi a supporto dell'offerta, come ad esempio i certificati verdi e le quote obbligatorie. Tuttavia, al fine di coprire la fetta di mercato rappresentata da quei consumatori più sensibili e disposti a pagare di più a fronte della garanzia di ricevere nuova elettricità prodotta da FER si può ipotizzare un marchio su due livelli, di cui il più stringente preveda il raggiungimento dell'obiettivo di nuova capacità installata.

<sup>7</sup> Il presente paragrafo è stato curato da Paolo Frankl e da Emanuela Menichetti, Ecobilancio Italia, sulla base dello "Studio sulle problematiche del *green pricing* in Italia ed a livello internazionale e sulle modalità di una sua applicabilità nel contesto nazionale, parte II: Conclusioni e Raccomandazioni" realizzato nel corso del 2003 dalla società Ecobilancio Italia per conto dell'ENEA nell'ambito dell'Accordo di Programma con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Al fine di definire una strategia efficace per l'introduzione del *green pricing* in Italia, occorre chiarire con esattezza gli obiettivi e soprattutto le priorità attuali. Tale chiarezza è essenziale per rispondere anche alla domanda posta dai consumatori "Perché pago di più?"

Il principale obiettivo del *green pricing* oggi in Italia è la *sensibilizzazione dei consumatori e la creazione di una domanda a medio-lungo termine*. Tale obiettivo giustifica la remunerazione di quei produttori e/o distributori impegnati in campagne di informazione e marketing sulle rinnovabili.

Il secondo obiettivo in ordine di priorità è la *garanzia di trasparenza e credibilità*, ovvero l'istituzione di un insieme di regole e strumenti finalizzati a questo scopo. Tale obiettivo giustifica il fatto che il consumatore paga di più a fronte di un sistema di garanzia e certificazione credibile e trasparente.

Solo per ultimo viene l'obiettivo della *addizionalità*.

Una volta definiti con chiarezza gli obiettivi che si intendono perseguire attraverso lo strumento del *green pricing* è necessario promuovere una corretta integrazione degli strumenti di comunicazione al consumatore. Esistono infatti tre livelli di informazione relativi alla commercializzazione dell'energia elettrica verde:

- Un primo livello, identificabile con i *brand* sviluppati dalle *utilities*. Pur essendo spesso molto efficaci da un punto di vista comunicativo, lo scopo prettamente pubblicitario dell'informazione prodotta rischia di essere a volte fuorviante per il consumatore finale, che non riesce a discernere la maggiore o minore compatibilità ambientale delle diverse tariffe proposte dagli operatori;
- Un secondo livello, costituito dal marchio di garanzia da parte di un ente terzo indipendente, che certifica la veridicità di quanto commercializzato dalla utility attraverso la definizione di requisiti validi omogenei per l'ottenimento del bollino;
- Un ultimo livello, associato all'utilizzo dei RECS<sup>8</sup>, come garanzia che l'elettricità venduta dalla utility sia effettivamente proveniente da fonti rinnovabili e da impianti ammessi.

Nella figura 4.7.1 è schematizzato un esempio di possibile integrazione dei tre diversi livelli di informazione e strumenti di comunicazione, basato sulla realtà finlandese.

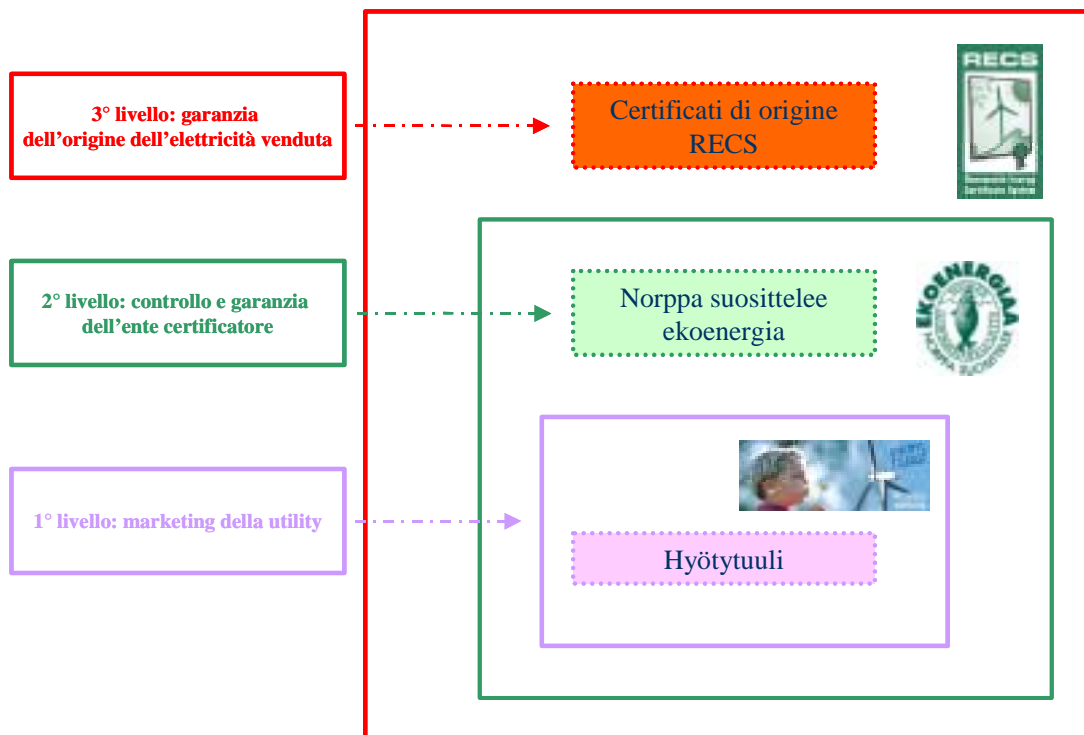
Come si può notare, la utility sviluppa un proprio brand identificativo con il quale compete sul mercato. Tale *brand*, rispettando i criteri definiti dal Fondo finlandese per la protezione della natura, può spendere anche il marchio di garanzia Norppa come ulteriore elemento di fiducia per il consumatore. Ad un livello superiore, come condizione primaria, c'è la certificazione di origine dell'energia elettrica oggetto di *green pricing*.

Si raccomanda quindi per l'Italia la promozione di un sistema analogo, basato su tre livelli di informazione e comunicazione, attraverso la creazione di una moltitudine di *brand* commerciali in competizione tra loro, l'istituzione di un marchio di garanzia selettivo sulle fonti ammesse e la garanzia dell'origine certificata dai RECS.

---

<sup>8</sup> I RECS – Renewable Energy Certificate System ([www.recs.org](http://www.recs.org)) sono dei certificati di origine delle fonti energetiche rinnovabili che possono essere oggetto di transazione sul mercato internazionale.

Figura 4.7.1 - Esempio di integrazione dei vari strumenti (marchi e certificati d'origine) applicati al caso della Finlandia



In ogni caso è importante evitare che si produca anche nel nostro paese la proliferazione di marchi e di informazione non sempre trasparente, che ha provocato una certa confusione tra i consumatori, soprattutto in Germania.

A tale proposito si raccomanda l'istituzione e la promozione di un unico marchio di garanzia ben riconoscibile a livello nazionale. L'idea è che ciascun operatore sviluppi il proprio marchio commerciale (mediante il quale compete con altri operatori) e, ove soddisfatti i criteri di ammissibilità, aderisca al contempo al marchio di garanzia, per fornire maggiore trasparenza e credibilità nei confronti del consumatore e degli altri portatori di interesse. Tale marchio dovrebbe essere basato sull'esperienza derivante già esistente, ovvero sul marchio 100% energia verde, opportunamente modificato,<sup>9</sup> e tenere conto dei criteri di selezione delle fonti più severi in via di definizione in sede internazionale (p.es. del marchio EUGENE).

Per quanto riguarda l'addizionalità, questo ad oggi non sembra essere un obiettivo prioritario nel nostro paese, a causa dell'esiguità delle risorse economiche disponibili attraverso questo meccanismo e della concorrenza con il sistema dei certificati verdi attualmente in vigore.

Tuttavia, in prospettiva, l'addizionalità è un principio importante per i consumatori, di cui si deve tenere opportunamente conto. Si raccomanda quindi di adottare un meccanismo flessibile, che tenga conto dell'esperienza maturata negli altri paesi europei e che risponda conseguentemente ai diversi obiettivi del *green pricing* già formulati in precedenza. Di conseguenza, si può immaginare per gli anni futuri l'introduzione di un marchio basato su due livelli: il primo può avere criteri più deboli e rispondere agli obiettivi di diffusione della conoscenza, sensibilizzazione del consumatore e garanzia di trasparenza e credibilità. Il secondo livello dovrebbe invece adottare criteri molto più stringenti e rivolgersi a quella fascia di clienti per i quali è importante la garanzia che il sovrapprezzo pagato corrisponda ad un effettivo aumento della capacità produttiva installata.

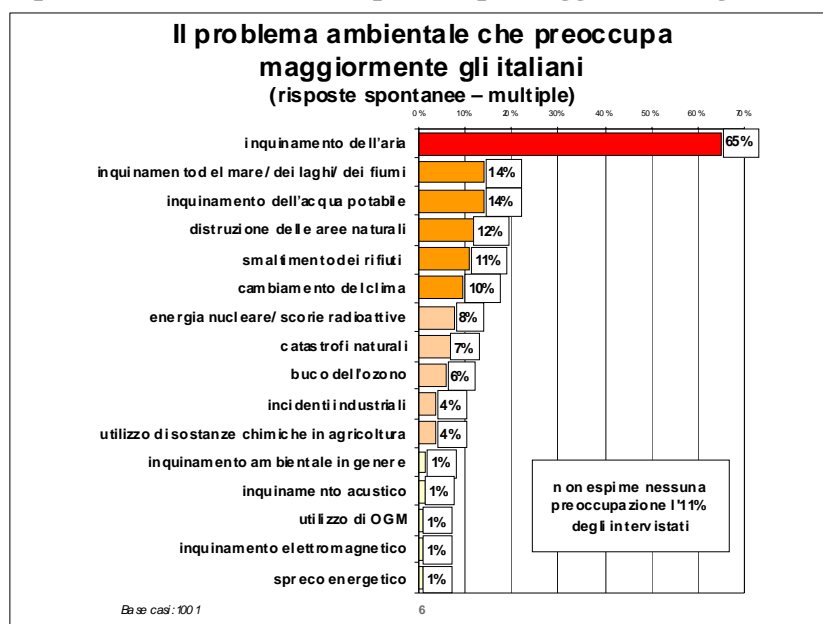
<sup>9</sup> Con la revisione del disciplinare d'uso, a partire dal 2004, il marchio 100% energia verde certificherà il prodotto e non più solamente i produttori.



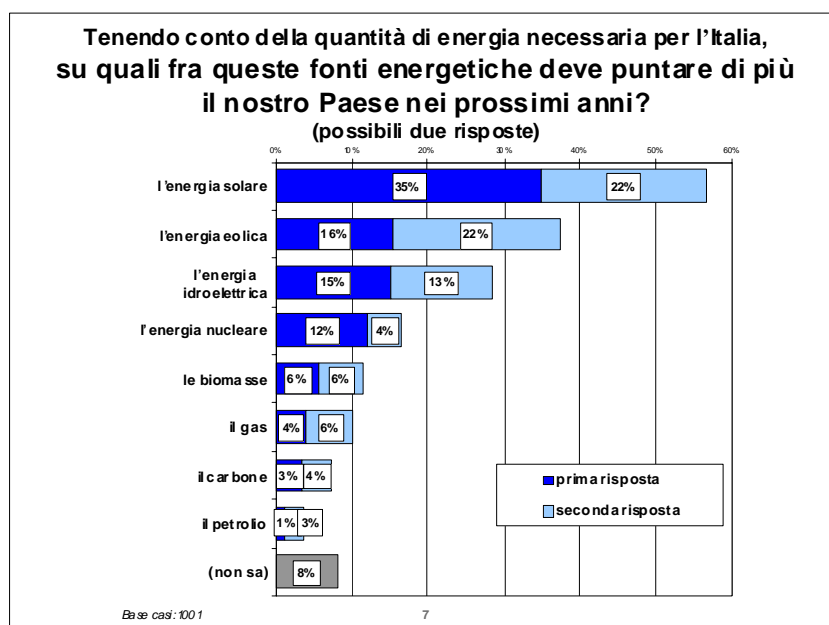
### Box - Le aspettative degli italiani su alcune tematiche ambientali

Da un recente sondaggio Abacus<sup>10</sup> promosso dal Kyoto Club e da ISES Italia (vedi figure successive) emerge una profonda diffusione della sensibilità ambientale in Italia anche in campo energetico. Si tratta di una sensibilità sempre più trasversale rispetto alle tradizionali differenze geografiche e socio-economiche, ma che spesso non riesce ancora a tradursi in comportamenti coerenti da parte dei singoli e delle collettività. Rappresenta tuttavia un importante punto di partenza da non trascurare. Sono riportate di seguito alcune tabelle che riassumono i risultati del sondaggio.

#### Il problema ambientale che preoccupa maggiormente gli Italiani

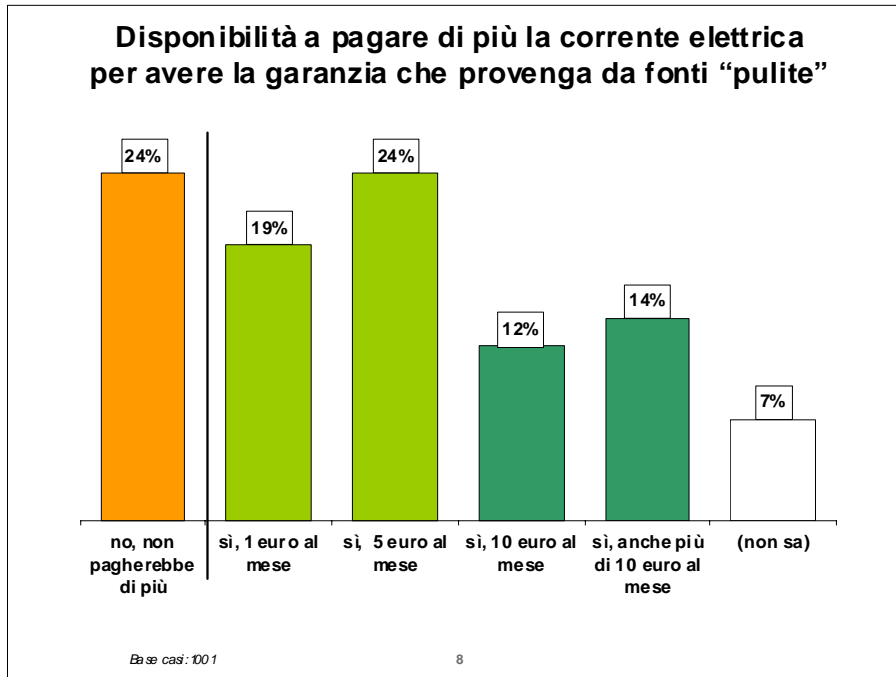


#### Le fonti di energia per il futuro

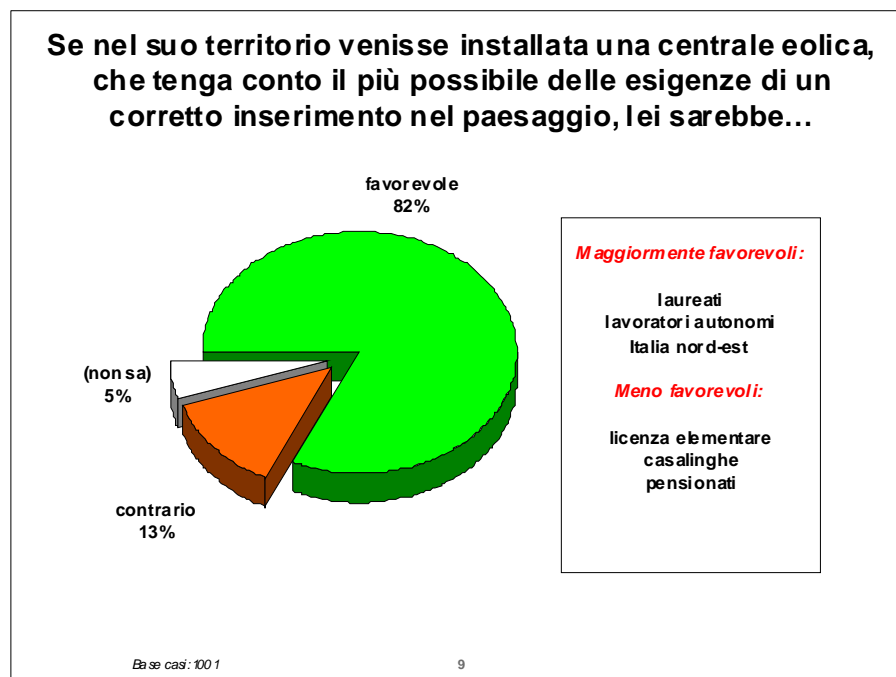


<sup>10</sup> Il sondaggio è stato realizzato tra il 9 e il 10 ottobre 2003 attraverso 1001 interviste telefoniche assistite da computer; universo di riferimento individui residenti in Italia di età 18 anni e oltre; Campione stratificato e casuale, selezionato in base a sesso, età e livello di scolarità. Margine di errore statistico tra +/- 0,7% e +/- 3,1% per i dati relativi al totale campione. (Le figure del Box sono state gentilmente messe a disposizione del Kyoto Club).

## Disponibilità a pagare di più energia verde



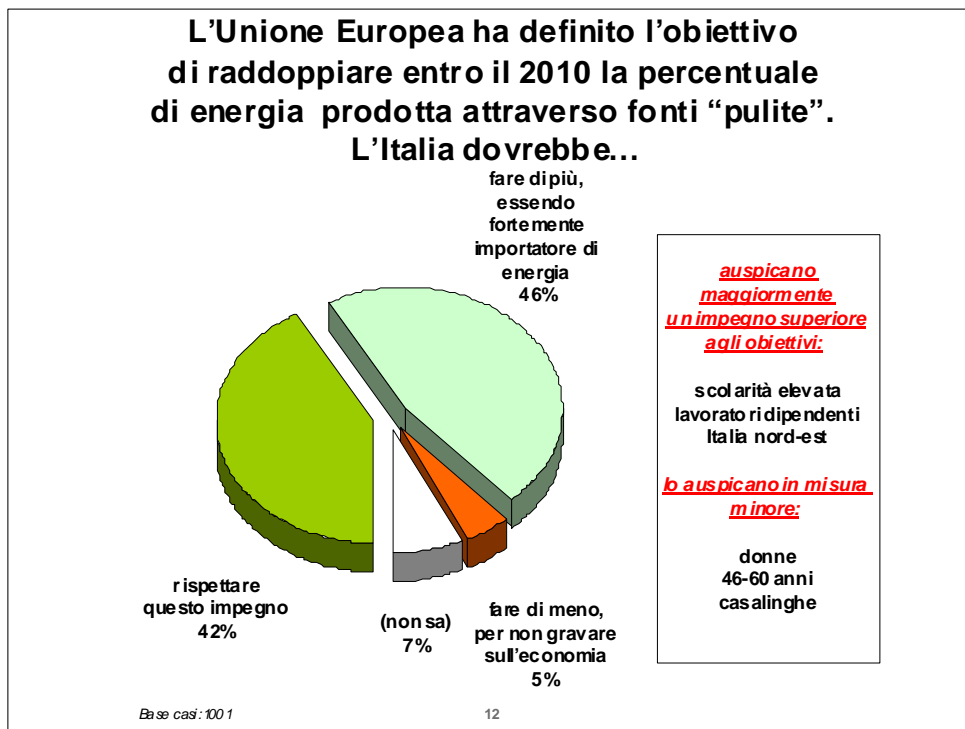
## Accettabilità sociale delle fonti rinnovabili



## Introduzione di obblighi di legge



## Raggiungimento degli obiettivi comunitari





## **Capitolo 5**

# **POLITICHE E STRUMENTI PER LA PROMOZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI**



## 5.1. LA POLITICA DELL'UNIONE EUROPEA

### 5.1.1. I documenti di riferimento

Lo sviluppo dell'energia rinnovabile è da tempo argomento centrale della politica energetica comunitaria e con il Libro Bianco "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" il Parlamento ha presentato le sue opinioni circa gli obiettivi di politica energetica della Comunità e gli strumenti per realizzarli. Sono stati individuati, a tal proposito, tre grandi traguardi: il miglioramento della competitività, la sicurezza dell'approvvigionamento e la protezione dell'ambiente. È stato, inoltre, stabilito per il 2010 l'intento di raggiungere un valore pari al 12% come contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al consumo interno lordo di energia dell'UE. La strategia e il piano d'azione generali presentati nel Libro Bianco definiscono anche i mezzi per raggiungere tale obiettivo: adottare una normativa che crei le condizioni favorevoli allo sviluppo delle FER ed incrementare i finanziamenti alle stesse nell'ambito dei vari programmi, sia a livello nazionale che comunitario. Al tempo stesso, alcuni Stati membri hanno introdotto delle misure a sostegno delle FER e dei programmi correlati.

Nella sua risoluzione sul Libro Bianco, il Consiglio ha accolto favorevolmente l'idea della campagna per il decollo delle fonti energetiche rinnovabili (Campaign for Take-Off, CTO) come mezzo per suscitare interesse nell'industria, fra gli investitori e nell'opinione pubblica ed ha invitato la Commissione a presentare proposte dettagliate; si sono dichiarati altrettanto favorevoli il Parlamento europeo, il Comitato delle Regioni e il Consiglio Economico e Sociale.

Gli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi preposti dovrebbero provenire principalmente dal settore privato.

Per questo motivo è cruciale un deciso impegno dell'industria e degli altri potenziali investitori. Ugualmente determinante è la stretta partecipazione degli Stati membri, sia divulgando le idee della politica energetica definita, sia incentrando i programmi e i piani su tali obiettivi. Il ruolo di ciascun Paese, infatti, sarà quello di decidere le proprie finalità specifiche nell'ambito del quadro più generale ed elaborare delle accurate strategie nazionali per conseguirle. Le misure proposte a livello europeo dovranno, poi, rispondere alla particolare situazione socio-economica, ambientale, energetica e geografica di ciascuna nazione e al potenziale tecnico e fisico delle FER di ogni Paese membro.

Durante la CTO vengono promossi degli investimenti specifici per il raggiungimento dei seguenti obiettivi nei Paesi dell'UE:

- l'installazione di:
  - 1.000.000 di sistemi solari fotovoltaici;
  - 15 milioni di m<sup>2</sup> di collettori solari termici;
  - 1.000 MW di impianti di biogas;
  - 10.000 MW di generatori di turbine eoliche;
- la produzione di:
  - 10.000 MWh attraverso impianti di produzione combinata di calore ed energia elettrica e di biomassa;
  - 5 milioni di tonnellate di biocombustibili liquidi;
- la realizzazione di 1.000.000 abitazioni riscaldate con impianti a biomassa.

Per ogni settore chiave è stato fissato un obiettivo indicativo che equivale ad una quota limitata (tra il 15% e il 25%) rispetto ai valori globali stabiliti nel Libro Bianco per quel determinato campo, da raggiungere entro il 2010. Tale percentuale tiene conto dell'attuale stadio di sviluppo: per l'energia eolica, ad esempio, è stata fissata la frazione più elevata (25%).

Si stima che il finanziamento richiesto sarà pari a circa 30 miliardi di euro, di cui il 75-80% proverrà dal settore privato. Il resto dovrebbe pervenire da finanziamenti nell'ambito di programmi e piani pubblici, che dovranno incentivare gli investimenti privati, i quali, assieme ad un pacchetto di azioni promozionali costituiranno la parte fondamentale della CTO. La porzione più rilevante del finanziamento pubblico è già in corso, anche se sarà necessario aumentarla in modo consistente e sufficiente nel corso di tutta la durata del progetto per permettere l'effettivo raggiungimento degli obiettivi.

Il ruolo della Commissione sarà quello di consentire una sovvenzione nel quadro dei programmi comunitari, coordinare le attività a livello comunitario, fornire un prospetto esaustivo attraverso il suo principale strumento, ossia il programma ALTENER II, promuovere una *partnership* con le autorità pubbliche e il settore privato e controllare il progresso in atto.

Tabella 5.1.1 - Finanziamento pubblico indicativo per la CTO nell'UE (1999-2003)

Settore	Investimento totale (stima in miliardi €)	Finanz. pubblico (percentuale)	Quota finanz.pubblico (stima in miliardi €)
<b>Fotovoltaico in UE</b>	2,85	35-80	1,28
<b>Fotovoltaico nei PVS</b>	2,45	-	-
<b>Collettori solari</b>	4,7	0-30	0,71
<b>Turbine eoliche</b>	10,1	10-40	2,02
<b>Biomassa</b>	5,5	20-60	1,65
<b>Climatizzazione residenziale</b>	4,4	0-20	0,44
<b>Biogas</b>	1,2	20-40	0,30
<b>Biocombustibili</b>	1,25	30-70	0,63
<b>Totale</b>	<b>30,05</b>	<b>media 45%</b>	<b>7,00</b>

## Il Libro Verde

Come prima tappa verso una strategia a favore dell'energia rinnovabile, la Commissione ha adottato un Libro Verde, che delinea alcune scelte di lungo periodo che potranno garantire il perseguimento degli obiettivi della lotta al cambiamento climatico. Innanzitutto vi è la necessità di orientare i consumatori verso fonti non inquinanti, grazie anche all'avvio di strumenti fiscali mirati.

In secondo luogo, si vuole concretizzare una strategia alternativa di sviluppo dei trasporti, indirizzata alla valorizzazione e all'estensione della rete ferroviaria ed alla diffusione di pratiche d'uso delle automobili più razionali e rispettose dell'ambiente.

Terza priorità descritta è il raddoppio del ricorso alle energie rinnovabili, il cui sfruttamento dovrebbe passare nel 2010 dall'attuale 6% al 12% del bilancio energetico. Ulteriore direttrice strategica è data dalla necessità di trovare delle soluzioni comuni a problemi collettivi: attraverso l'armonizzazione delle misure fiscali e degli incentivi, oltre al rafforzamento ed alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento, si propone, quindi, il ricorso alle fonti rinnovabili.

Le scelte energetiche dell'Unione Europea sono condizionate dal contesto mondiale, dall'allargamento a nuovi Stati membri con strutture energetiche diverse, ma soprattutto dal nuovo quadro di riferimento del mercato dell'energia: la liberalizzazione del settore e le preoccupazioni ambientali. Gli Stati membri, inoltre, sono oggi interdipendenti, sia a livello di lotta contro il cambiamento climatico, sia attraverso la realizzazione di un mercato interno dell'energia; qualsiasi



decisione di politica energetica presa da un Paese inciderà inevitabilmente sul funzionamento del mercato nelle altre nazioni.

Il Libro Verde delinea lo schema di una strategia energetica a lungo termine in base al quale l'UE deve riequilibrare la politica dell'offerta con azioni decisive a favore di una politica della domanda. I margini di manovra per un aumento dell'offerta comunitaria sono, infatti, spesso insufficienti rispetto alle esigenze, mentre quelli sulla domanda si configurano più promettenti. Si invocano quindi interventi finalizzati a orientare il comportamento dei consumatori, e si evidenzia l'importanza di mettere a punto uno strumento fiscale in grado di orientare la domanda verso consumi più razionali e rispettosi dell'ambiente. Sono, in tal senso, auspicati prelievi fiscali al fine di penalizzare l'impatto ambientale dell'energia. I settori del trasporto e dell'edilizia dovranno, inoltre, essere oggetto di una politica attiva di risparmio energetico e di diversificazione a favore di energie meno inquinanti. Si afferma infine la necessità di contrastare il riscaldamento climatico incentivando il ricorso alle nuove energie rinnovabili, compresi i biocarburanti; si prospetta quindi per il 2010 l'obiettivo del raddoppio della quota delle FER nel bilancio energetico dal 6% al 12% con un incremento specifico dal 14% al 22% nella produzione di energia elettrica.

### 5.1.2. *Gli strumenti di indirizzo*

#### Direttiva 2001/77/CE

La direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla "promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia elettrica" costituisce il principale riferimento nel settore delle fonti rinnovabili di energia sia a livello di principi e definizioni generali che di norme e regole per quanto concerne la produzione di energia elettrica (tabella 5.11). Tale direttiva individua una serie di impegni a carico dei Paesi membri (sintetizzati in tabella 5.1.2) e, in particolare, l'obbligo di recepimento della stessa direttiva entro il 31/12/2003<sup>1</sup>.

Attraverso tale direttiva il Parlamento europeo riconosce la necessità di promuovere in via prioritaria le fonti energetiche rinnovabili, il cui potenziale di sfruttamento è attualmente sottoutilizzato. Come illustrato nel Libro Bianco, l'incremento di energia elettrica prodotta da FER è una parte importante del pacchetto di misure necessarie per conformarsi al Protocollo di Kyoto.

Tabella 5.1.1 - Impegni che derivano ai Paesi membri dell'UE dalla direttiva 2001/77/CE

<b>Entro il</b>	<b>Argomento</b>	<b>Articolo direttiva</b>
27-10-2003 e successivamente ogni 5 anni	Relazione che stabilisce obiettivi indicativi nazionali per i 10 anni successivi e le misure adottate	Art. 3, comma 2
27-10-2003 e successivamente ogni due anni	Relazione che contiene una analisi del raggiungimento degli obiettivi e le misure per verificare affidabilità certificazione	Art. 3, comma 3 e art. 5, comma 5
27-10-2003	Relazione sulle procedure amministrative e azioni intraprese, nonché sulle misure adottate per agevolare accesso a rete	Art. 6, comma 2 e art. 7, comma 7
27-10-2003	Recepimento della direttiva (con l'adozione delle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie)	Art. 9

<sup>1</sup> Sulla G.U. del 31 gennaio 2004 è stato pubblicato il D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"

Nel promuovere lo sviluppo del mercato delle FER si sottolinea anche l'impatto positivo sulle possibilità di sviluppo a livello regionale e locale, sul potenziale delle esportazioni, sulla coesione sociale e gli sbocchi occupazionali specialmente per le piccole e medie imprese (PMI) e sui produttori indipendenti di energia elettrica.

Ciascuno Stato membro può applicare meccanismi di sostegno delle fonti energetiche diversi a livello nazionale, compresi i Certificati Verdi<sup>2</sup>, gli aiuti agli investimenti, sgravi o esenzioni fiscali e regimi di sostegno diretto dei prezzi.

Al fine di ridurre gli ostacoli normativi all'aumento della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, razionalizzare ed accelerare le procedure a livello amministrativo e garantire che le norme siano oggettive, trasparenti e che prendano in considerazione delle particolarità delle varie tecnologie, i Paesi comunitari dovranno valutare l'attuale quadro legislativo riguardante le procedure autorizzative in atto. Per quanto riguarda la rete distributiva, essi dovranno, inoltre, impegnarsi a garantire la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, riuscendo a mantenere inalterata l'affidabilità e la sicurezza della rete stessa.

La direttiva in questione consta di 11 articoli sintetizzati nella tabella 5.1.2.

Tabella 5.1.2. - Descrizione sintetica della direttiva 2001/77/CE

Articolo	Titolo	Contenuto
1	<b>Finalità</b>	Promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di energia elettrica nel relativo mercato interno e a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia.
2	<b>Definizioni</b>	Vengono definiti: <i>a)</i> fonti energetiche rinnovabili: le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas); <i>b)</i> biomassa: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani; <i>c)</i> energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili: l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati esclusivamente con FER, nonché la quota di energia elettrica prodotta da FER nelle centrali ibride che usano anche fonti di energia convenzionali, compresa l'energia elettrica rinnovabile utilizzata per riempire i sistemi di stoccaggio, ma non l'energia elettrica prodotta come risultato di detti sistemi; <i>d)</i> consumo di energia elettrica: la produzione nazionale di energia elettrica, compresa l'autoproduzione, sommate le importazioni e detratte le esportazioni (consumo interno lordo di energia elettrica). Si richiamano inoltre le definizioni di cui alla direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
3	<b>Obiettivi indicativi nazionali</b>	Gli Stati membri: - adottano misure appropriate atte a promuovere l'aumento del consumo di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili perseguendo gli obiettivi indicativi nazionali; - adottano e pubblicano una relazione (la prima volta entro il 27 ottobre 2002, e successivamente ogni 5 anni), che stabilisce per i 10 anni successivi gli obiettivi indicativi nazionali di consumo

<sup>2</sup> La generazione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ha diritto, come dichiarato nel decreto dell'11 novembre 1999, per i primi otto anni di esercizio successivi al momento di collaudo ed avviamento, alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili, denominata "Certificato Verde". Questo documento, di valore pari o multiplo di 100 MWh, viene emesso dal gestore della rete ed è valido solo per l'anno a cui si riferisce.

		futuro di energia elettrica prodotta da FER in termini di quota del consumo di energia elettrica. Tale relazione delinea inoltre le misure adottate o previste a livello nazionale per conseguire tali obiettivi.
<b>4</b>	<b>Regimi di sostegno</b>	La Commissione: <ul style="list-style-type: none"> <li>- valuta l'applicazione dei meccanismi utilizzati negli Stati membri attraverso i quali un produttore di energia elettrica percepisce, direttamente o indirettamente, un sostegno e che potrebbero avere un effetto restrittivo sugli scambi;</li> <li>- presenta, entro il 27 ottobre 2005, una relazione sull'esperienza maturata durante l'applicazione e la coesistenza dei diversi meccanismi di cui sopra;</li> <li>- la relazione valuta il successo, compreso il rapporto costo-efficacia, dei regimi di sostegno di cui sopra nel promuovere il consumo di energia elettrica prodotta da FER in conformità con gli obiettivi indicativi nazionali;</li> <li>- la relazione è corredata, se necessario, di una proposta relativa a un quadro comunitario per i regimi di sostegno dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.</li> </ul>
<b>5</b>	<b>Garanzia di origine dell'energia elettrica prodotta da FER</b>	Gli Stati membri: <ul style="list-style-type: none"> <li>- fanno sì che l'origine dell'energia elettrica prodotta da FER sia garantita secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori stabiliti da ciascuno Stato membro;</li> <li>- prevedono il rilascio su richiesta delle garanzie di origine.</li> </ul> Le garanzie di origine: <ul style="list-style-type: none"> <li>- specificano la fonte energetica da cui è stata prodotta l'energia elettrica, le date e i luoghi di produzione;</li> </ul> nel caso delle centrali idroelettriche: <ul style="list-style-type: none"> <li>- indicano la capacità e consentono ai produttori di energia elettrica che utilizzano FER di dimostrarne l'origine da FER.</li> </ul> Tali garanzie di origine sono reciprocamente riconosciute dagli Stati membri.
<b>6</b>	<b>Procedure amministrative</b>	Gli Stati membri: <ul style="list-style-type: none"> <li>- valutano l'attuale quadro autorizzativo e procedurale applicabile agli impianti per la produzione di energia elettrica da FER allo scopo di: <ul style="list-style-type: none"> <li>o ridurre gli ostacoli allo sviluppo dell'energia elettrica da FER;</li> <li>o razionalizzare e accelerare le procedure autorizzative;</li> <li>o garantire norme oggettive, trasparenti, non discriminatorie che tengano conto delle particolarità delle tecnologie per le FER;</li> </ul> </li> <li>- pubblicano entro il 27 ottobre 2003 una relazione sulla valutazione di tale situazione indicando, se del caso, le azioni intraprese.</li> </ul>
<b>7</b>	<b>Questioni attinenti alla rete</b>	Gli Stati membri: <ul style="list-style-type: none"> <li>- adottano le misure necessarie ad assicurare che i gestori delle reti garantiscano la trasmissione e la distribuzione di energia elettrica prodotta da FER;</li> <li>- possono prevedere un accesso prioritario alla rete dell'energia elettrica prodotta da FER;</li> <li>- istituiscono un quadro giuridico o impongono ai gestori delle reti di trasmissione e distribuzione di elaborare norme standard relative all'assunzione e alla ripartizione dei costi degli adattamenti tecnici relativi all'installazione dell'impianto, e alla connessione alla rete;</li> <li>- garantiscono che la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l'energia elettrica prodotta a partire da FER, compresa quella prodotta in zone periferiche;</li> <li>- esaminano nella relazione di cui all'articolo 6 anche le misure da adottare per agevolare l'accesso alla rete dell'energia elettrica prodotta da FER; tale relazione esamina tra l'altro la fattibilità dell'introduzione di una misurazione bidirezionale.</li> </ul>

<b>8</b>	<b>Relazione di sintesi</b>	Sulla scorta delle relazioni degli Stati membri (artt. 3 e 6), la Commissione presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione di sintesi sull'attuazione della presente direttiva entro il 31 dicembre 2005 e successivamente ogni 5 anni. Tale relazione: - descrive i progressi compiuti per riflettere i costi esterni dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche non rinnovabili e l'impatto del sostegno pubblico concesso all'energia elettrica, - prende in considerazione la possibilità che gli Stati membri raggiungano gli obiettivi indicativi nazionali.
<b>9</b>	<b>Recepimento</b>	Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alle disposizioni della presente direttiva entro il 27 ottobre 2003.
<b>10</b>	<b>Entrata in vigore</b>	La presente direttiva entra in vigore il giorno della pubblicazione nella Gazzetta ufficiale delle Comunità europee.
<b>11</b>	<b>Destinatari</b>	Gli Stati membri sono destinatari della presente direttiva.

### Direttiva 2002/91/CE<sup>3</sup>

Il Parlamento europeo ed il Consiglio hanno approvato, nel dicembre 2002, un piano d'azione sull'efficienza energetica, che sollecita interventi specifici nel campo dell'edilizia. Il settore civile (residenziale e terziario) assorbe, infatti, oltre il 40% del consumo finale di energia ed essendo un settore in espansione i consumi energetici e le conseguenti emissioni di CO<sub>2</sub> sono destinate a crescere.

In tal senso la direttiva indica nuovi criteri per il calcolo del rendimento energetico degli edifici che tengano conto non solo delle prestazioni dell'involucro edilizio, ma del sistema complessivo edificio-impianti con riferimento al ricorso alle fonti energetiche; la messa a punto di una metodologia di riferimento contribuirà inoltre alla creazione di un contesto omogeneo per gli interventi per l'efficienza energetica e il ricorso alle FER degli Stati membri nel settore civile.

La direttiva 2002/91/CE stabilisce interventi più concreti di quelli previsti precedentemente (ad esempio dalla direttiva 93/76/CEE) per conseguire il risparmio energetico che potenzialmente può essere ottenuto nel settore edilizio e degli impianti in essi installati. Si ricorda che la direttiva 93/76/CEE aveva l'obiettivo di limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica nel settore civile e industriale con programmi mirati per: la certificazione energetica degli edifici, la fatturazione delle spese di riscaldamento, di climatizzazione e di acqua calda sanitaria sulla base del consumo effettivo (attuabile mediante l'installazione di contatori di calore per le utenze di impianti centralizzati), i finanziamenti tramite terzi degli investimenti di efficienza energetica nel settore pubblico ed, infine, l'isolamento termico degli edifici.

La direttiva 2002/91/CE va oltre tali disposizioni. Infatti essa stabilisce ulteriori misure per il miglioramento del rendimento energetico degli edifici per tenere conto delle condizioni climatiche locali, degli apporti termici interni e dell'efficienza energetica degli impianti per contenere i costi. Pertanto l'edificio, gli impianti di riscaldamento, di condizionamento ed aerazione, devono essere progettati ed eserciti con un basso consumo di energia nel rispetto del benessere degli occupanti.

Dopo l'attuazione di questa direttiva, i cittadini comunitari verranno a conoscenza dei consumi energetici del proprio edificio o del proprio appartamento e pertanto saranno più consapevoli nell'acquisto o nella gestione del proprio appartamento.

Per raggiungere i su accennati obiettivi la direttiva riporta disposizioni riguardanti:

- il quadro generale per impostare la metodologia per il calcolo "integrato" del rendimento energetico degli edifici;

<sup>3</sup> I riferimenti tecnici sono tratti dal Rapporto Energia e Ambiente 2003, volume 1 *L'analisi*; par. 2.3.2, "Il settore residenziale" – Box "Rendimento energetico in edilizia", a cui si rimanda per maggiori dettagli.

- le prescrizioni minime relative al rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione;
- le prescrizioni minime nel caso di ristrutturazioni di edifici di grande metratura e sottoposti a importanti ristrutturazioni;
- l'affissione e l'informazione pubblica dei parametri della certificazione energetica degli edifici;
- l'ispezione periodica degli impianti termici e di condizionamento nonché la perizia degli impianti termici alimentati con caldaie installate da più di 15 anni.

#### Direttiva 2003/30/CE

L'energia impiegata nei trasporti rappresenta oltre il 30% del consumo finale di energia nei Paesi membri dell'UE: si tratta di un settore che presenta una forte espansione dei consumi e, di conseguenza delle emissioni di CO<sub>2</sub> sono destinati ad aumentare; quest'espansione sarà, inoltre, più rilevante nei Paesi candidati dopo la loro adesione all'UE.

Il Libro Bianco della Commissione, "La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte", parte dal presupposto che tra il 1990 ed il 2010 le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute ai trasporti aumenteranno del 50%. Il documento individua, quindi, l'esigenza di conseguire una riduzione della dipendenza dal petrolio nel settore dei trasporti (attualmente pari al 98%) mediante il ricorso a carburanti alternativi quali i biocombustibili. In tal modo, senza escludere altri eventuali carburanti alternativi, incluso il GPL<sup>4</sup> ed il GNC<sup>5</sup> per uso automobilistico, i Paesi membri dell'UE potrebbero ridurre complessivamente la dipendenza dall'energia importata ed influire sul mercato dei carburanti per i trasporti e, quindi, sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico nel medio e lungo periodo.

Il Libro Verde della Commissione, "Verso una strategia di sicurezza dell'approvvigionamento energetico", fissa l'obiettivo di sostituire il 20% dei carburanti convenzionali con quelli alternativi nel settore dei trasporti stradali entro il 2020. In ambito nazionale, inoltre, il valore di riferimento è pari al 2%, calcolato sulla base del tenore energetico, di tutta la benzina e del gasolio per trasporti immessi sul mercato entro il 31 dicembre 2005, mentre sarà pari al 5,75% per i trasporti immessi entro il 31 dicembre 2010.

Gli Stati membri saranno tenuti a comunicare annualmente alla Commissione le misure adottate per promuovere l'uso di biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili in sostituzione del gasolio o della benzina nei trasporti; le risorse nazionali assegnate alla produzione di biomassa per usi energetici diversi dai trasporti ed il totale delle vendite di carburanti da trasporto, includendo la quota di biocarburanti, puri o miscelati, e di altri carburanti rinnovabili immessi sul mercato l'anno precedente. A seguito di ciò, la Commissione Europea elaborerà ogni due anni una relazione di valutazione sui progressi compiuti in tal senso dai Paesi comunitari.

## 5.2. PROGRAMMI E PROGETTI DELL'UE PER LA PROMOZIONE DELLE RINNOVABILI

### Il 6° Programma Quadro dell'Unione Europea

Il trattato istitutivo della Comunità Europea stabilisce, all'articolo 166, l'adozione di programmi quadro pluriennali in materia di Ricerca e Sviluppo Tecnologico (RST). Il programma attuale, il 6° Programma Quadro, copre il periodo 2002-2006 e si propone di contribuire alla creazione dello Spazio Europeo della Ricerca (ERA), con un budget di 17,5 miliardi di euro.

---

<sup>4</sup> Gas di petrolio liquefatto.

<sup>5</sup> Gas naturale compresso.

Per conseguire più efficacemente questo obiettivo e per contribuire alla realizzazione dello Spazio Europeo della Ricerca e all'innovazione, il programma è strutturato in tre sezioni, finalizzate a:

- concentrare ed integrare la ricerca della Comunità: le attività svolte nell'ambito di questa prima sezione rappresentano la parte più consistente degli sforzi di ricerca, assorbono la maggior parte del budget del Programma Quadro e sono concentrate in sette aree tematiche prioritarie;
- strutturare lo Spazio Europeo della Ricerca: questa sezione racchiude in sé la filosofia ispiratrice dell'intero programma e mira alla creazione di un vero e proprio spazio aperto della ricerca che garantisca la libera circolazione dei ricercatori e permetta di sfruttare al meglio i risultati scientifici a livello comunitario.
- rafforzare le basi dello Spazio Europeo della Ricerca: questa terza sezione, infine, prevede il coordinamento delle attività di ricerca svolte in Europa e lo sviluppo coerente delle politiche di ricerca e innovazione europee.

Gli aspetti di novità non si colgono tanto negli obiettivi tematici assunti da questo nuovo Programma Quadro quanto negli aspetti metodologici ed organizzativi. Assumendo, infatti, esplicitamente l'obiettivo fondamentale di creare una *European Research Area*, ovvero varie azioni di coordinamento delle ricerche in Europa intese a superare la frammentazione, l'insufficiente finanziamento e le condizioni ambientali sfavorevoli, si vuole raggiungere una sinergia dei centri di eccellenza, una visione europea dell'impiego delle infrastrutture di ricerca ed una maggiore mobilità dei ricercatori. Il Sesto Programma di azione per l'ambiente fissa gli obiettivi e le priorità ambientali che faranno parte integrante della strategia della Comunità Europea per lo sviluppo sostenibile nell'arco dei prossimi 5-10 anni ed illustra in dettaglio le misure da intraprendere.

A livello scientifico è ormai appurato che il cambiamento climatico è una realtà e che l'attività umana causa un aumento delle concentrazioni di gas serra all'origine del problema. La priorità assoluta per il Sesto Programma sarà la ratifica e l'attuazione del Protocollo di Kyoto sull'abbattimento delle emissioni di gas serra dell'8% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2008-2012. Questo deve essere considerato un primo passo verso l'obiettivo a lungo termine di un abbattimento del 70%.

Tra i macro-obiettivi fissati si ricordano:

- la protezione ed il ripristino del funzionamento dei sistemi naturali e l'arresto della perdita di biodiversità nell'Unione Europea e nel mondo, nonché la protezione del suolo dall'erosione e dall'inquinamento;
- il raggiungimento di una qualità dell'ambiente in virtù della quale il livello dei contaminanti di origine antropica, compresi i diversi tipi di radiazioni, non dia adito ad impatti o a rischi significativi per la salute umana;
- la garanzia che il consumo delle risorse rinnovabili e non rinnovabili non superi la capacità di carico dell'ambiente, cercando di ottenere lo sganciamento dell'uso delle risorse dalla crescita economica mediante un significativo miglioramento dell'efficienza delle stesse e la dematerializzazione dell'economia e la prevenzione dei rifiuti.

L'attuazione del Sesto Programma è stato intrapreso nel contesto di una UE allargata, e le successive misure dovranno tener conto di questa prospettiva più ampia. Naturalmente l'attuazione della legislazione ambientale comunitaria costituirà il compito principale dei Paesi candidati, che potranno avvalersi dell'aiuto di programmi di finanziamento comunitari. Questi Paesi avranno l'opportunità di muoversi in direzione di uno sviluppo economico che risulti sostenibile e che eviti il tipo o la portata dei problemi ambientali con cui l'Europa occidentale è oggi costretta a confrontarsi.

Sul piano internazionale sarà essenziale che le problematiche ambientali siano adeguatamente e perfettamente integrate in tutti gli aspetti delle relazioni esterne della Comunità.

Un aspetto centrale del Sesto Programma, nonché il fattore determinante per il suo successo, sarà il coinvolgimento delle parti interessate, che dovrà permeare ogni fase del processo politico, dalla fissazione degli obiettivi alla concretizzazione delle misure. L'elaborazione, l'attuazione e la valutazione della politica ambientale si baseranno sulle più recenti conoscenze scientifiche ed economiche, su dati ed informazioni ambientali affidabili e aggiornati e sull'uso di appositi indicatori.

#### Intelligent Energy for Europe (2003-2006)

Intelligent Energy for Europe è un programma pluriennale d'azione nel campo dell'energia che ha lo scopo di implementare il corso delle azioni delineate nel Libro Verde (novembre 2000) per quanto concerne l'energia, quali:

- il consolidamento della sicurezza negli approvvigionamenti di energia;
- la lotta contro i cambiamenti climatici;
- l'incentivazione e l'aumento della competitività delle industrie europee.

In tal modo attraverso il programma si intende fornire supporto economico alle iniziative locali, regionali e nazionali operanti nel campo delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica, degli aspetti energetici del trasporto e la loro promozione in ambito internazionale.

Il budget previsto per periodo 2003-2006, pari a circa 200 M€ è stato aumentato rispetto a quello stanziato per la precedente fase (1998-2002), in quanto si è dovuto tener conto di nuovi fattori, quali:

- i nuovi orientamenti politici dell'Unione Europea e, in particolare, della strategia di sviluppo sostenibile;
- la legislazione adottata nel campo delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica;
- l'allargamento dell'UE a partire dal 2004;
- la necessità di rinforzare le azioni a carattere internazionale, specialmente sullo sfondo delle azioni auspicate dal Protocollo di Kyoto contro i mutamenti climatici.

Le azioni che possono beneficiare di un'assistenza finanziaria da parte dell'UE sono tenute a stimolare il mercato europeo e devono cioè:

- incrementare l'efficienza energetica dell'1% annuo;
- accrescere l'uso delle energie rinnovabili dal 6% al 12% entro il 2010;
- raggiungere una quota pari al 22,1% entro il 2010 di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- aumentare la produzione elettrica da tecnologie cogenerative entro il 2010;
- sviluppare il potenziale delle fonti energetiche rinnovabili;
- promuovere le politiche trattate dal Protocollo di Kyoto.

Queste iniziative dovranno inoltre contribuire alla riduzione di emissioni di anidride carbonica, principale gas responsabile dei cambiamenti climatici in atto.

Si possono, così, identificare 4 domini di azioni specifiche:

- ALTENER: per il rafforzamento delle energie rinnovabili;

- SAVE: per la promozione di una migliore efficienza energetica;
- COOPENER: atto a reindirizzare l'esistente politica internazionale volta a promuovere a livello internazionale l'uso efficiente dell'energia e l'uso della stessa fornita da fonti rinnovabili;
- STEER: volto ad introdurre un nuovo campo d'azione ovvero l'energia nel trasporto.

Ogni campo d'attività prevede 6 tipi di interventi:

- il disegno ed implementazione delle strategie comunitarie;
- la creazione e sviluppo delle strutture finanziarie, di pianificazione e di mercato;
- la promozione di sistemi ed apparecchiature volte a facilitare il momento di transizione dalla fase dimostrativa a quella di mercato delle nuove tecnologie;
- lo sviluppo degli stessi sistemi ed apparecchiature sopra citati;
- il monitoraggio, l'implementazione e lo studio dell'impatto della legislazione;
- valutazione dell'impatto delle azioni intraprese.

Le risorse verranno focalizzate su progetti sia locali, che nazionali e comunitari. Verrà in tal modo assicurata un'ampia visibilità delle azioni all'Unione Europea ed agli Stati membri coinvolti. Alcuni esempi possono essere dati dagli investimenti destinati a:

- energie sostenibili per le isole;
- costruzioni energeticamente efficienti;
- sicurezza cittadina ed energetica;
- acqua ed energia;
- comunità focalizzate al 100% sulle fonti di energia rinnovabili;
- trasporto "ecologico";
- formazione riguardante le fonti energetiche sostenibili.

Al fine di assicurare un'ampia flessibilità al programma, perché sia in grado di garantire una pronta risposta agli urgenti bisogni di ciascun campo specifico, sarà redatto dalla Commissione, durante i 6 mesi successivi all'adozione di una data decisione, un documento contenente le linee guida, gli obiettivi specifici e le azioni chiave proprie di ciascuna area considerata.

L'atto, scritto sotto la supervisione del Comitato del Programma, avrà una forma dettagliata e specificherà:

- le linee guida e le priorità per ciascuna area;
- gli accordi per la costituzione del fondo e i ruoli assunti dai vari partecipanti;
- i criteri di selezione per i fondi di cui sopra e la descrizione delle metodologie, degli strumenti per il monitoraggio e l'utilizzo dei risultati, inclusa la definizione degli indicatori di prestazione;
- la definizione temporale delle varie fasi di implementazione del programma;
- le procedure di coordinamento e collegamento con le altre politiche comunitarie;
- le disposizioni operative finalizzate ad incoraggiare la partecipazione delle PMI.

La Commissione esaminerà, poi, ogni anno i progressi avutisi con l'implementazione del Programma e, dopo un periodo pari a 3 anni, si avvarrà di una consulenza esterna.



Il supporto finanziario assegnato ai progetti candidati sarà deciso sulla base dei meriti, del *benefit* verso l'Unione Europea e dell'impatto atteso. Come regola generale, il supporto finanziario:

- non potrà eccedere il 50% del costo totale del provvedimento;
- potrà essere del 100% per certe azioni, quali studi finalizzati alla preparazione, all'implementazione ed alla valutazione strategica del progetto o nel caso di promozione del coordinamento tra Comunità ed attività specifiche nazionali ed internazionali;
- sarà pari al 100% del costo relativo alle azioni intraprese esclusivamente in base ad iniziative della Commissione.

#### Il Programma Joule-Thermie (1995-1998)

Il Programma ha avuto un ruolo di stimolo allo sviluppo tecnologico delle PMI. Complessivamente sono stati stanziati 532 milioni di € grazie a cui sono state supportate sia azioni dimostrative sia concernenti attività di ricerca e sviluppo in particolare rivolte ai seguenti obiettivi:

- miglioramento dell'efficienza energetica, in entrambi i settori della domanda e dell'offerta;
- promozione di un maggior utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili;
- incoraggiamento verso un uso più "pulito" del carbone e dei combustibili solidi in generale;
- ottimizzazione dello sfruttamento delle fonti fossili non rinnovabili.

Il Programma enfatizza, inoltre, l'uso di tecnologie energetiche aventi un sostanziale impatto sugli obiettivi stabiliti dal Libro Bianco emanato dalla Comunità europea e, in particolar modo, quelli che riguardano lo sviluppo tecnologico e competitivo delle PMI a livello europeo, quali:

- l'incremento dell'occupazione e della crescita economica;
- la salvaguardia dell'ambiente;
- la competitività industriale;
- la valorizzazione di una coesione economica e sociale.

Tabella 5.2.1 – Schema sintetico del Programma Joule-Thermie

<b>Azioni</b>	<b>Paesi coinvolti</b>	<b>Beneficiari</b>	<b>Condizioni richieste</b>	<b>Contributi finanziari</b>
Implementazione di nuove tecnologie su larga scala. Diffusione dei progetti in differenti situazioni economiche e geografiche. Coordinamento di nuovi progetti; Disseminazione nel mercato di tecnologie energetiche innovative.	Paesi dell'Unione Europea; Europa centro-orientale; Europa meridionale; Europa del nord; Paesi del Mediterraneo ed altri Paesi terzi.	Persone fisiche o giuridiche stabilite dall'Unione Europea.	Contenuto tecnologico innovativo e dimostrazione della convenienza economica dei progetti Offerta di soluzioni compatibili con la salvaguardia ambientale. Multinazionalità del progetto (investimento superiore a 2 M€).	Max 40% del costo per progetti innovativi. Max 35% del costo per progetti di diffusione. Il contributo di altre risorse finanziarie pubbliche non può superare il 49% dei costi totali del progetto.

## Il Programma ALTENER II

ALTENER II (1998-2002) è l'unico programma comunitario focalizzato esclusivamente sulla promozione delle fonti energetiche rinnovabili; nasce nel 1997 a seguito della conclusione del programma ALTENER I di cui ricalca gli obiettivi. Anche questa nuova iniziativa, infatti, ha la finalità di estendere le attività nel campo delle fonti rinnovabili di energia per poterne ricavare i massimi benefici in vista delle azioni pianificate a livello comunitario nel Libro Bianco.

ALTENER II è caratterizzato da studi, formulazioni di norme e standard, valutazioni tecniche e programmi pilota istituiti con il preciso scopo di creare o rinforzare le infrastrutture necessarie allo sviluppo dell'energia rinnovabile.

Tabella 5.2.2 – Schema sintetico del Programma ALTENER

<b>Obiettivi generali</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- contribuire a creare le condizioni necessarie – in particolare giuridiche, socioeconomiche ed amministrative – per attuare un piano d'azione comunitario per le fonti energetiche rinnovabili;</li> <li>- promuovere gli investimenti privati e pubblici nei settori della produzione e dello sfruttamento delle energie a partire da fonti rinnovabili.</li> </ul>
<b>Tipi di azione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- implementare e completare i provvedimenti disegnati allo scopo di sviluppare le potenziali fonti energetiche rinnovabili;</li> <li>- incoraggiare un'armonizzazione dei prodotti e delle apparecchiature all'interno del mercato energetico delle FER;</li> <li>- sostenere lo sviluppo di un'infrastruttura atta ad aumentare la confidenza degli investitori, a stimolare l'assunzione delle nuove tecnologie energetiche e di migliorare la competitività del settore;</li> <li>- aumentare la capacità operativa per la produzione di energia da fonti rinnovabili;</li> <li>- implementare la strategia comunitaria in ambito di energia da FER;</li> <li>- predisporre una struttura finalizzata allo sviluppo di norme tecniche e standard, all'aggiornamento delle strategie di mercato ed alla proposta di tutte le ulteriori leggi ritenute necessarie per lo sviluppo delle energie rinnovabili;</li> <li>- incoraggiare azioni pilota aventi lo scopo di ridurre i costi di sviluppo energetico e focalizzate soprattutto sugli effettivi strumenti adatti alla pianificazione, disegno, test, monitoraggio e valutazione e sulla creazione di nuovi indici finanziari, quali i "prezzi verdi";</li> <li>- diffondere le informazioni riguardanti il programma al più vasto numero di persone ed enti possibile, investendo soprattutto nelle scuole ed università, nelle istituzioni aventi dei sistemi centralizzati per la raccolta delle informazioni sull'energia da fonti rinnovabili (AGORES – A Global Overview Of Renewable Energy Sources) e nella diffusione tramite World Wide Web;</li> <li>- dare particolare incoraggiamento ai progetti multi-regionali o multi-nazionali in modo da rendere possibile una diffusione su larga scala dell'esperienza e del know-how e permettere ai promotori di avere delle scadenze più precise dai loro fornitori ed avvantaggiarsi grazie a dei finanziamenti più efficienti.</li> </ul>
<b>Stanziamenti previsti e natura del contributo comunitario</b>	<p>1998-2002: 77 M€</p> <p>Nella maggior parte dei casi si ha un cofinanziamento dei progetti; per alcuni studi e progetti è possibile un finanziamento del 100%.</p>
<b>Organizzazioni ammesse a beneficiare del programma</b>	<p>Può presentare proposte di progetti da finanziare qualunque entità giuridica, pubblica o privata, avente sede nei Paesi dell'Unione Europea, nei Paesi SEE/EFTA, in quelli associati dell'Europa centrale e orientale e a Cipro.</p>
<b>Esempi di progetti (periodo 1998-99)</b>	<p>100 RESCO – Strategie per la collettività miranti all'approvvigionamento al 100% di fonti di energia rinnovabili [Candidato/appaltatore: EUREC Agency EEIG]</p> <p>Opportunità economiche offerte dall'energia solare [Candidato/appaltatore: Energy Centre Denmark (ECD)/DTI Energy]</p> <p>Barometro Eurobserv'ER [Candidato/appaltatore: Observ'ER Paris]</p>

## Il Progetto ENER-IURE

Il Progetto è focalizzata sul conseguimento degli obiettivi stabiliti dal Programma ALTENER e consiste principalmente nella stabilizzazione delle emissioni nocive, come dichiarato nel “Libro Bianco per una Strategia Comunitaria ed un Piano d’azione: Strategia Energetica per il Futuro – Fonti Energetiche Rinnovabili”, al fine di raggiungere entro il 2010 il 12% in termini di contributo al sistema energetico europeo a carico delle fonti rinnovabili.

Il Programma ricerca come fine ultimo di migliorare le conoscenze riguardo alle barriere legali, giuridiche ed amministrative, che le fonti di energia rinnovabili riscontrano oggi, nel momento in cui viene cercato di diffonderne l’utilizzo all’interno del mercato energetico europeo.

Ciò viene perseguito mediante:

- la compilazione e la strutturazione delle normative vigenti all’interno dell’UE e riguardanti lo sviluppo e l’implementazione delle fonti rinnovabili;
- l’analisi degli scenari e degli impatti positivi delle FER;
- la proposta di linee guida per migliorare la struttura legislativa e permettere una più profonda integrazione all’interno dell’UE.

Tutti gli Stati membri contribuiscono a ciò analizzando le loro vigenti normative e mettendo a disposizione la loro esperienza per raggiungere lo sviluppo ottimale del progetto. In seguito lo stesso verrà fatto a livello comunitario.

Il programma di lavoro è stato strutturato in 2 fasi distinte: la prima è servita a sviluppare un primo documento riguardante lo stato legislativo attuale sulle fonti rinnovabili nell’UE ed a stilare un rapporto che categorizza le norme vigenti all’interno di ciascuno Stato membro. Nella seconda fase è stato analizzato il lavoro precedentemente svolto, e focalizzato su 4 aspetti fondamentali: energia elettrica, biomassa, pianificazione urbana e rurale ed ambiente, misure ed incentivazioni fiscali e finanziarie.

I risultati sono stati poi integrati tramite un controllo incrociato a livello europeo. Infine, sono state redatte le conclusioni finali riguardanti le principali problematiche comuni.

Principali risultati ottenuti alla fine del periodo triennale:

- un’analisi della situazione legislativa presente attualmente in Europa e riguardante le fonti energetiche rinnovabili;
- una valutazione dell’influenza che la struttura legale ed amministrativa ha sul presente e futuro sviluppo delle FER;
- suggerimenti riguardanti le iniziative legislative e regolamentari che devono essere intraprese, con una particolare enfasi su come superare le barriere poste da leggi neutre o sfavorevoli, e proposte di nuove azioni per promuovere uno sviluppo crescente di queste fonti energetiche nell’UE.

## Il Progetto Externalities of Energy (ExternE)

Il Progetto Externalities of Energy è il primo esempio di analisi che utilizza una metodologia “bottom-up” al fine di valutare i costi esterni<sup>6</sup> associati alla produzione di energia. La Commissione Europea ha lanciato il progetto in collaborazione con il Dipartimento USA dell’Energia nel 1991.

I *team* europeo ed americano hanno, così, sviluppato in maniera congiunta l’approccio concettuale e la metodologia, oltre che aver condiviso le informazioni scientifiche per l’applicazione del Progetto

---

<sup>6</sup> Costi nascosti non contabilizzati, correlati ai danni ambientali o sociali della produzione energetica.

alle varie tipologie di combustibili. Il progetto ha coinvolto più di 30 gruppi di lavoro provenienti da istituti e società di consulenza di 9 Stati membri dell'UE e da altri Paesi dell'Europa.

La natura delle operazioni ha richiesto l'utilizzo di un approccio multidisciplinare ed è per questo che i vari gruppi di lavoro sono stati costituiti da gruppi eterogenei di professionisti, quali economisti, ecologisti, esperti ambientali, tecnici energetici, chimici atmosferici, tecnici sanitari ed informatici.

Durante la prima fase, il *team* europeo si è concentrato su nucleare e carbone, in quanto ritenuti causa delle maggiori controversie.

È quindi seguita una seconda fase, in cui i principali obiettivi sono stati individuati nella applicazione della metodologia ad un'ampia gamma di combustibili, fino a comprendere le fonti rinnovabili e la seguente diffusione delle stesse in tutta l'area europea. La metodica adottata è stata, inoltre, utilizzata per valutare le esternalità sia associate all'uso dell'energia nei trasporti e nei settori domestici, sia quelle non-ambientali, come la sicurezza degli approvvigionamenti.

Una terza fase del progetto, infine, si è focalizzata su un determinato numero di fattori chiave necessari a dimostrare il possibile riferimento ai costi esterni durante l'iter seguito dai processi decisionali. I maggiori obiettivi posti durante questa terza fase sono stati:

- il rafforzamento dell'esistente struttura di costi con l'incorporazione di dati ed informazioni scientifiche riguardanti, in particolare, gli impatti sul riscaldamento terrestre;
- lo sviluppo di una metodologia in cui i dati possano essere completamente aggregati;
- l'estensione dell'analisi valutativa ad ulteriori tecnologie, quali la cogenerazione;
- la valutazione degli effettivi vantaggi derivati dall'utilizzo di indicatori di sostenibilità;
- l'utilizzo di casi studio;
- la realizzazione di un database contenente tutti i dati sui costi esterni;
- la diffusione pubblica dei progressi avuti e dei risultati raggiunti.

Gli esiti del progetto hanno stabilito, per la prima volta in modo uniforme ed omogeneo, i costi reali di produzione dell'energia elettrica, che includono i costi dei danni procurati all'ambiente e alla salute dell'uomo. Se tali esternalità derivanti dalla produzione di energia elettrica da carbone, olio combustibile e gas naturale fossero "internalizzate", i conseguenti costi di produzione raddoppierebbero per l'energia elettrica da carbone e olio combustibile ed aumenterebbero di circa il 30% per energia elettrica da gas naturale. Grazie all'adozione della *Impact Pathway Methodology*<sup>7</sup> è stato possibile stabilire che, rispetto al costo corrente dell'energia elettrica (in media pari a circa 0,04 €/kWh), i costi esterni delle centrali a carbone comporterebbero una maggiorazione dei costi di produzione per kWh variabile tra un minimo di circa 2 c€ (Finlandia) e un massimo di circa 15 c€ (Belgio). I costi esterni relativi alle centrali a olio combustibile sono stimati tra un minimo di 3 c€ per kWh (Italia, Grecia, Gran Bretagna) e un massimo di 11 c€ (Francia).

---

<sup>7</sup> Metodologia consistente in tre passaggi sequenziali: - misurare in modo uniforme le emissioni; - rilevare la dispersione degli inquinanti e il conseguente aumento della concentrazione degli stessi nell'ambiente; - stimare l'impatto in termini di costi sulla produzione agricola e sulla salute dell'uomo. Grazie a questo approccio, i vantaggi ambientali ed i costi sono stati valutati seguendo un percorso che va dalle emissioni provocate dalla fonte energetica considerata, fino ai cambiamenti riscontrati nella qualità dell'aria, del suolo e dell'acqua, per giungere, infine, agli impatti fisici, in precedenza espressi esclusivamente in termini monetari. L'uso di questo dettagliato schema "bottom-up" si è rivelato necessario in quanto i costi esterni dipendono largamente dalla localizzazione della produzione energetica; vi è, inoltre, la necessità di calcolare i costi marginali e non solo quelli medi.

Tabella 5.2.3 - Costi esterni della produzione di energia elettrica nei Paesi UE (c€/kWh)

Paese	Carbone e lignite	Torba	Petrolio	Gas naturale	Nucleare	Biomasse	Idro	Solare fotovoltaico	Eolico
Austria				1-3		2-3	0,1		
Belgio	4-15			1-2	0,5				
Germania	3-6		5-8	1-2	0,2	3		0,6	0,05
Danimarca	4-7			2-3	1				0,1
Spagna	5-8			1-2		3-5			0,2
Finlandia	2-4	2-5				1			
Francia	7-10		8-11	2-4	0,3	1	1		
Grecia	5-8		3-5	1		0-0,08	1		0,25
Irlanda	6-8	3-4							
Italia			3-6	2-3			0,3		
Olanda	3-4			1-2	0,7	0,5			
Norvegia				1-2		0,2	0,2		0-0,25
Portogallo	4-7			1-2		1-2	0,03		
Svezia	2-4					0,3	0-0,7		
Gran Bretagna	4-7		3-5	1-2	0,25	1			0,15

Fonte: External Costs – Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport – European Commission

Si stima che complessivamente i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori e, quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso, rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE. I risultati del progetto ExternE hanno indotto l'UE a specificare le strategie per la riduzione di queste esternalità ("Linee guida sullo stato degli aiuti per la protezione ambientale"): ritenuto politicamente impraticabile l'esercizio della tassazione aggiuntiva, si è stabilito che sia più opportuno sostenere le tecnologie a basso impatto ambientale corrispondendo ai produttori di energia elettrica da rinnovabili un contributo massimo di 5 c€/per kWh.

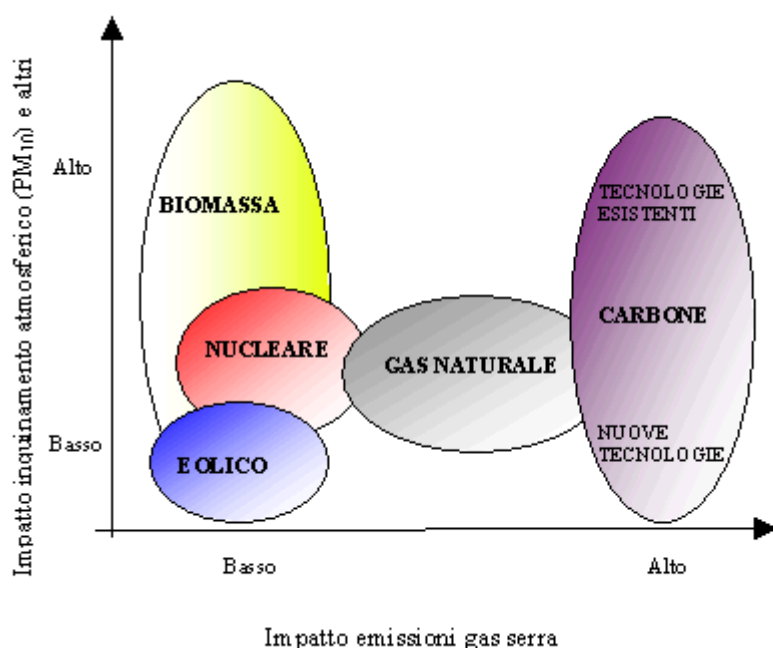
Una valutazione comparativa<sup>8</sup> dei cicli a combustibili fossili, nucleari e da fonti rinnovabili ha evidenziato un ampio spettro di impatti. Il grafico della figura 5.2.1 mostra come i costi esterni per la produzione elettrica differiscano in modo rilevante secondo il combustibile, la tecnologia e la posizione geografica considerati.

Sebbene i dati siano stati generati da una comune metodologia, può risultare fuorviante comparare in modo semplicistico i risultati finali, in quanto:

- i risultati sono soggetti alla specifica locazione ed alla tecnologia adottata ed appare, quindi, erronea una valutazione generalizzata;
- sono disponibili solamente i totali parziali, in quanto non tutti gli impatti possono essere valutati in modo esaustivo;
- le ipotesi assunte ed i parametri considerati possono essere validi esclusivamente per la tecnologia e la posizione geografica considerata;
- i presupposti assunti possono mutare nel tempo, riflettendo lo stato dell'arte di quel particolare momento.

<sup>8</sup> Per permettere una corretta comparazione tra differenti cicli di produzione elettrica, è necessario osservare i seguenti principi: - *Trasparenza*: al fine di mostrare in modo preciso come sia stato svolto il lavoro, le incertezze associate ai risultati ed i limiti che sono stati quantificati per ciascun combustibile in termini di costi esterni; - *Consistenza*: per permettere, nel rispetto dei confini determinati per il sistema considerato, un valido confronto tra differenti cicli di combustione e diverse tipologie di impatto all'interno di uno stesso ciclo; - *Comprensione*: per considerare correttamente tutti i limiti e gli impatti del processo considerato. Queste caratteristiche devono essere presenti durante tutte le varie fasi di valutazione e soprattutto nella valutazione del sito e della tecnologia, nell'identificazione dei limiti e degli impatti verificatisi, nella determinazione delle priorità degli impatti e nella loro quantificazione e valutazione economica.

Figura 5.2.1 - Comparazione dei costi per kWh dei danni da produzione elettrica (per fonti)



Fonte: External Costs – Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport – European Commission

In generale, quindi, si nota come le tecnologie eoliche rispettino l'ambiente, grazie a bassissime emissioni di inquinanti "classici" (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e particolato) e di gas serra. Tuttavia, non tutte le regioni hanno le caratteristiche necessarie per ospitare delle centrali eoliche ed è presente, inoltre, una variabilità dei costi esterni per quanto riguarda l'impatto ambientale dovuto, per esempio, alla rumorosità di tali impianti. I processi tecnologici che sfruttano la biomassa sono molteplici e, secondo l'accuratezza nella depurazione dei fumi di scarico, sono caratterizzate da costi esterni più o meno ingenti; tutte le varie tecniche, però, emettono limitate quantità di gas serra. La produzione elettrica da gas combustibili è abbastanza pulita, ma le conseguenze sui cambiamenti climatici dipendono in modo rilevante dall'efficienza degli impianti; tuttavia, i moderni cicli combinati hanno mostrato un minore impatto ambientale. I cicli a carbone, invece, sono caratterizzati da elevate emissioni di CO<sub>2</sub>; le tecnologie a combustibili fossili più datate emettono inoltre notevoli percentuali di inquinanti "classici" ed è per questo che vengono considerate le peggiori.

Una caratteristica chiave di ExternE è data dal fatto che le conclusioni a cui si è giunti sono sempre specifiche per una determinata localizzazione. Il "range" dei dati per ciascuna tecnologia è, infatti, determinato sia da differenze tecnologiche, che dalle diverse localizzazioni di ogni impianto analizzato. Nel caso della Germania, si può notare dalla tabella 5.2.4 come, per differenti tipologie di centrali di produzione elettrica, i danni che contribuiscono alla determinazione dei costi esterni siano diversi o abbiano peso variabile.

Nel caso in cui i costi dei danni siano risultati troppo incerti, sono stati presi in considerazione anche gli impatti sull'ecosistema<sup>9</sup> (acidificazione ed eutrofizzazione) e il riscaldamento globale<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> I costi riguardanti l'ecosistema si basano sugli obiettivi decisi dalla Commissione Europea nel 1997 di ridurre del 50% le aree dell'UE in cui i carichi critici risultavano in eccedenza.

<sup>10</sup> Per il riscaldamento globale è stato considerato un "costo fantasma" al fine di raggiungere i *target* di riduzione imposti dal Protocollo di Kyoto.

Tabella 5.2.4 - Costi esterni marginali per la produzione di energia elettrica in Germania (c€kWh)

Costi del danno	Carbone	Lignite	Gas	Nucleare	Solare fotovoltaico	Eolico	Idro
<b>Rumore</b>	0	0	0	0	0	0,005	0
<b>Salute</b>	0,73	0,99	0,34	0,17	0,45	0,072	0,051
<b>Materiale</b>	0,015	0,020	0,007	0,002	0,012	0,002	0,001
<b>Raccolti</b>	0	0	0	0,0008	0	0,0007	0,0002
<b>Totale</b>	<b>0,75</b>	<b>1,01</b>	<b>0,35</b>	<b>0,17</b>	<b>0,46</b>	<b>0,08</b>	<b>0,05</b>
<b>Costi da evitare</b>							
<b>Ecosistema</b>	0,20	0,78	0,04	0,05	0,04	0,04	0,03
<b>Riscaldamento globale</b>	1,60	2,00	0,73	0,03	0,33	0,04	0,03

Fonte: External Costs – Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport – European Commission

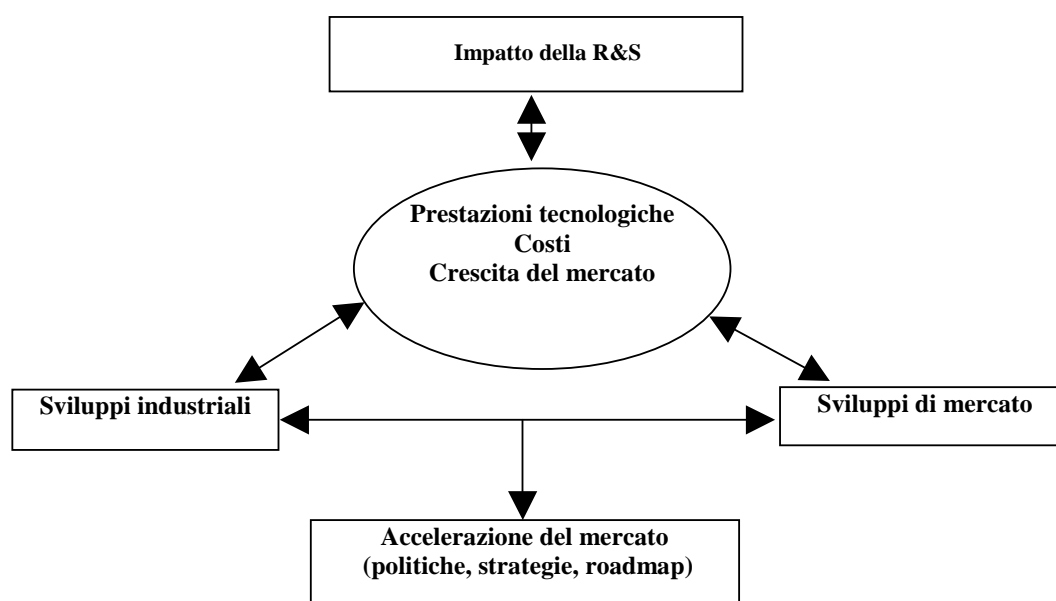
### Il Progetto Renewable Market Accelerator (REMAC)

Il Progetto di ricerca REMAC è stato realizzato dalla Commissione Europea in collaborazione con il governo svizzero ed il supporto dell'IEA (International Energy Agency), oltre ad alcune industrie operanti nel settore delle energie rinnovabili.

Lo scopo del Progetto REMAC è stato quello di sviluppare una *roadmap* per consentire un'accelerazione del mercato delle energie rinnovabili. Il programma si è articolato in 3 fasi: revisione ed analisi del mercato delle FER; sintesi dei risultati ottenuti; elaborazione della *roadmap*.

Lo scopo generale era quello di permettere una visione globale ed un approccio integrato dello sviluppo del mercato delle rinnovabili, prendendo in considerazione 3 differenti prospettive: quella tecnica, il mercato energetico e la struttura legislativa. Per ciascuno di questi aspetti è stato, quindi, redatto un rapporto a sé stante; in un secondo momento, queste relazioni sono state riunite in un unico documento, aggiungendovi anche un verbale riportante le opinioni di alcuni esperti facenti parte degli azionisti coinvolti nel progetto.

Figura 5.2.4 - Relazioni e processi del progetto REMAC



## Il Progetto MITRE

MITRE (Monitoring and Modelling Initiative on the Targets for Renewable Energy) fa parte del gruppo PRISM (Publishing Requirements for Industry standard Metadata) ed è finanziato nell'ambito del Programma ALTENER. Il Progetto ha l'obiettivo di orientare gli operatori pubblici e privati verso interventi che abbiano il maggior effetto sull'incremento del ricorso alle FER; in particolare al fine di raggiungere i traguardi imposti dal Libro Bianco, dalle Direttive sulle FER e dal CTO (Renewable Energy Sources & Campaign for Take Off).

Il Progetto è stato portato avanti utilizzando un programma di modellizzazione sviluppato sul modello SAFIRE<sup>11</sup>, integrato con la tabella di input-output sulle rinnovabili (RIOT – Renewable Input Output Tables). SAFIRE viene utilizzato in due modalità: da una parte viene utilizzata la sua base di dati per la ricostruzione dello sviluppo delle rinnovabili in Europa e, dall'altra, il modello viene fatto girare ogni sei mesi per monitorare l'avvicinamento delle rinnovabili agli obiettivi del Libro Bianco. Successivamente il collegamento con RIOT consente di sviluppare una analisi dettagliata sugli aspetti economici e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili.

Il Programma ha molteplici obiettivi, tra cui quello di supportare il governo, il settore privato, le realtà regionali e locali ed altri azionisti "chiave".

Questi in sintesi i principali obiettivi del Progetto MITRE:

- fornire al governo ed ai responsabili dell'emanazione delle nuove normative specifiche del settore tutte le informazioni necessarie al fine di promuovere attivamente il campo delle energie rinnovabili;
- formare un *team* di esperti in grado di fornire l'aiuto necessario in campo prettamente tecnico (tecnici, modellisti, esperti informatici, ricercatori, socio-economisti);
- redigere, in base ai risultati ottenuti, il rapporto "The Impact of Renewables On Employment and Economic Growth", finanziato dal DG TREN (Directorate General for Energy and Transport);
- ottenere delle informazioni accurate attuando dei collegamenti dinamici tra le maggiori fonti europee di informazioni in campo di energia rinnovabile (Eurostat, EurObserv'ER, Barometer, opinione pubblica, azionisti, ENER-IURE);
- valutare in modo regolare i potenziali cambiamenti in ambito di energia rinnovabile con particolare attenzione verso l'energia elettrica e considerando soprattutto l'aumento del 12% richiesto, e gli obiettivi chiave per determinare la via migliore per poterli raggiungere;
- valutare i costi socio-economici ed i benefici derivanti dalla penetrazione delle fonti rinnovabili in Europa;
- rendere noti i risultati ottenuti dalle analisi ai vari azionisti, ai governi ed alle associazioni commerciali.

Il risultato di questo processo di diffusione informativa vuole, quindi, essere quello di fornire un aggiornamento continuo e di qualità ai responsabili legislativi nazionali e regionali. Questo al fine di rendere note le migliori azioni da intraprendere per raggiungere gli scopi prefissi, sia in ambito economico nazionale sia regionale. Di conseguenza, questo permetterà una modifica in tempo reale dei programmi energetici in modo tale da essere sempre in linea con gli obiettivi richiesti dal Libro Bianco. Inoltre, questo potrà influire positivamente sul rafforzamento dell'Europa come uno dei rappresentanti leader dell'industria energetica mondiale.

---

<sup>11</sup> Vedi "Il modello SAFIRE".



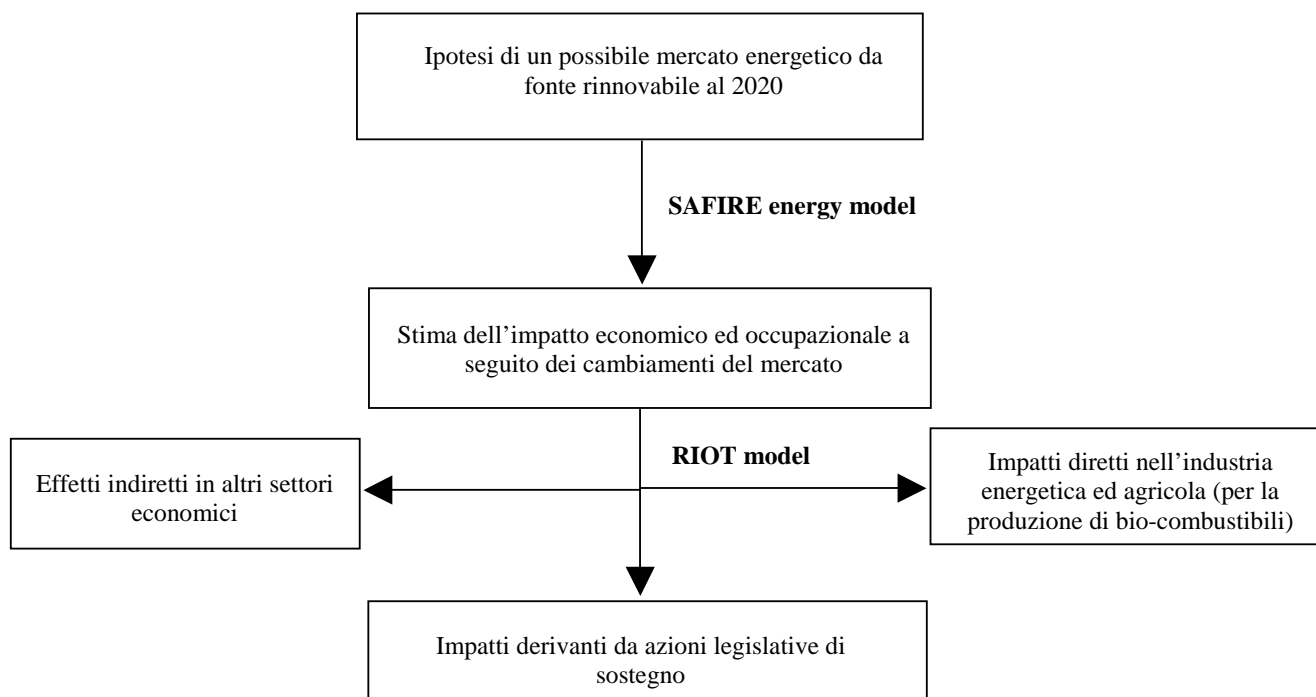
## Studio dell'impatto delle FER sull'occupazione e sulla crescita economica

Lo studio, realizzato nell'ambito del programma ALTENER da EUFORES<sup>12</sup> si avvale del modello SAFIRE e riguarda le previsioni energetiche rispondenti a tre differenti scenari:

- - breve periodo (fino al 2005) – dove si ipotizza che le fonti energetiche rinnovabili necessitino ancora di un supporto economico;
- - medio periodo (fino al 2010) – dove si ipotizza un aumento delle tasse sul carbone o sull'energia;
- - lungo periodo (fino al 2020) – dove si ipotizza una convergenza tra i prezzi dell'energia da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali.

L'impatto di questi scenari energetici sull'occupazione sono stati ottenuti usando il modello input-output RIOT (Renewable Input Output Table) sviluppato in modo specifico per questo studio. L'analisi calcola i valori netti dell'occupazione, comprendendo sia l'impatto diretto sul lavoro nell'industria energetica ed agricola (relativa a colture finalizzate alla produzione di bio-combustibili), sia la valutazione di nuovi posti di lavoro creati indirettamente in altri settori. Viene, inoltre, preso in considerazione l'influsso negativo che si potrebbe avere nel settore energetico da fonti convenzionali. Infine, vengono focalizzate le ripercussioni a livello di mercato economico comunitario, considerando, però, solo gli effetti delle importazioni e tralasciando gli impieghi creati dall'attività di esportazione.

Figura 5.2.5 - Esempificazione dell'iter seguito per la valutazione degli effetti sull'economia



<sup>12</sup> EUFORES, acronimo di “European Forum for Renewable Energy Sources”, è una organizzazione indipendente non-profit che ha come obiettivo la promozione delle fonti rinnovabili.

I risultati del rapporto nello scenario di lungo periodo, sono stati i seguenti:

- incremento dell'apporto di energia da fonti rinnovabili rispetto alla domanda energetica totale dal 4,3% <sup>13</sup> all'8,2% <sup>14</sup>;
- creazione di 900.000 nuovi posti di lavoro, di cui 515.000 derivanti da impieghi nella produzione di bio-combustibili;
- maggiori potenzialità impiegate nel settore delle tecnologie da biomassa;
- perdita da parte del settore dell'energia da fonti convenzionali del 2% della propria forza-lavoro, come conseguenza dell'incremento d'uso di risorse energetiche rinnovabili;
- ingente incremento occupazionale in Germania, Francia ed Italia, mentre Danimarca, Grecia ed Austria dovrebbero raggiungere il maggior aumento proporzionale alla loro forza-lavoro<sup>15</sup>.

I risultati dello studio risultano interessanti all'interno di più ambiti, tra cui l'industria energetica, le autorità locali e regionali, gli investitori, i legislatori e permetteranno di acquisire una maggiore consapevolezza nei confronti delle potenzialità in termini di occupazione derivanti dalle tecnologie energetiche da fonti rinnovabili.

Tabella 5.2.5 - Ipotesi sulla penetrazione delle fonti rinnovabili (2005, 2010, 2020)

	1995	2005	2010	2020
<b>Domanda energetica totale (TWh)</b>	10.350	11.375	11.950	12.950
<b>Apporto da fonti rinnovabili (TWh)</b>	440	713	875	1.066
<b>Proporzione percentuale dell'incidenza delle rinnovabili</b>	4.3	6.3	7.3	8.2

### Il modello SAFIRE

Il modello SAFIRE (Strategic Assessment Framework for the Implementation of Rational Energy) è il risultato di un'iniziativa intrapresa con il supporto della Commissione Europea, all'interno del più vasto programma d'azioni Joule II, ed è di proprietà dell'ESD (Energy for Sustainable Development), responsabile altresì della sua commercializzazione. È uno schema di domanda e offerta economico-ingegneristico di tipo "bottom-up" per l'analisi dei principali impatti delle tecnologie energetiche – rinnovabili e non – a livello nazionale, regionale o locale, rispetto ad una serie di strumenti legislativi e scelte di scenari differenti.

Questo modello consta di un database e di un software esemplificativo, che fornisce agli organi decisionali uno strumento in grado di valutare i mercati e l'impatto che hanno su questi le nuove tecnologie e normative energetiche.

Esistono due versioni di SAFIRE, ognuna delle quali dedicata ad una particolare applicazione. Il modello principale è stato disegnato per gli studi e le applicazioni a carattere nazionale, valutando il potenziale ed i benefici in termini di costo delle tecnologie innovative per ciascuno stato.

Il nuovo SAFIRE-LP (Local Planning), invece, rappresenta la versione realizzata appositamente per essere utilizzata dai governi locali come strumento di pianificazione locale. Questa versione è stata da poco aggiornata con un nuovo software, appositamente disegnato per assistere i programmatori durante la fase di integrazione delle strategie riguardanti le rinnovabili con l'intero processo di pianificazione.

<sup>13</sup> 1995.

<sup>14</sup> Valore ipotizzato dallo studio nel 2020.

<sup>15</sup>In generale, l'apporto energetico da fonti rinnovabili, quali l'energia eolica, solare, mini-idroelettrica e soprattutto da biomassa, subirà un notevole incremento in tutti gli Stati membri dell'Unione Europea.

SAFIRE può essere applicato per analizzare l'impatto della tecnologia energetica e delle relative norme a molteplici indicatori economici, quali:

- la penetrazione del mercato;
- la creazione di occupazione;
- le emissioni inquinanti;
- il valore aggiunto;
- la dipendenza dalle importazioni;
- la spesa di capitale;
- i costi esterni;
- le spese governative (nel caso della versione nazionale del programma).

Il database SAFIRE comprende un vasto numero di Paesi, inclusi:

- 34 Stati europei (UE 15, 12 nazioni in attesa di entrare nell'UE, Islanda, Liechtenstein, Norvegia, Svizzera, Belarus, Moldavia ed Ucraina);
- 8 altri Paesi non europei (Brasile, Canada, Cina, India, Indonesia, Giappone, Messico, USA);
- municipalità e distretti di 12 Stati europei.

Il modello SAFIRE è stato utilizzato per un ragguardevole numero di applicazioni, spaziando dal livello locale fino all'analisi di mercato per società ed agenzie internazionali, dalla valutazione costi-benefici per le pubbliche istituzioni alla pianificazione e legislazione locale, regionale, nazionale ed europea.

### Il Progetto PRETIR

PRETIR (Progress of Renewable Energy: Target setting, Implementation and Realisation) ha come obiettivo l'analisi, il monitoraggio e la valutazione delle politiche e degli strumenti che i vari Paesi della UE adottano per conseguire gli obiettivi posti del Libro Bianco e dalla direttiva europea sulle FER e degli effetti che essi determinano. Esso fa parte del Programma ALTENER promosso dalla Commissione Europea ed, in particolare, dalla Direzione Generale dell'Energia e dei Trasporti.

Il Progetto ha il compito di valutare il livello di integrazione dei risultati richiesti dal Libro Bianco agli Stati membri con i programmi politici nazionali. Le previsioni di ciascun Paese vengono, poi, riassembleati a livello europeo al fine di determinare i progressi raggiunti e le probabilità di successo. Questi risultati determineranno, quindi, le differenti tappe necessarie all'ottenimento dei risultati finali.

Per raggiungere questo obiettivo il Progetto analizza i risultati ottenuti durante l'attuazione degli obiettivi fissati dal Libro Bianco, considerando soprattutto la "Campaign for Take-Off" (CTO) e la direttiva riguardante l'energia da fonti rinnovabili. A questo fine è stata sviluppata una metodologia specifica e sviluppato un protocollo per il monitoraggio delle azioni intraprese dagli stati comunitari e finalizzate al raggiungimento degli obiettivi imposti. La metodologia utilizza una serie di indicatori, di facile interpretazione, utilizzati per il monitoraggio delle politiche, degli strumenti specifici e degli effetti conseguiti da ciascun Paese aderente all'UE.

Un importante obiettivo del progetto è quello di illustrare in quali casi degli interventi a livello normativo sono indispensabili per raggiungere i valori indicati a livello UE. La valutazione quantitativa effettuata è limitata agli strumenti legislativi attivi nel periodo 2001-2010 ed implementati prima del 1° settembre 2001<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> In molti Paesi, dopo questa data, sono entrate in vigore nuove normative che potrebbero aver avuto degli impatti sullo sviluppo delle fonti rinnovabili. Queste non sono state prese in considerazione, fatta eccezione degli sviluppi avvenuti nel settore eolico

Ogni strumento è caratterizzato da una “data di implementazione” – quale può essere la data di approvazione da parte del Parlamento – e il periodo durante il quale è attivo. La metodologia di PRETIR classifica quindi ogni azione in due livelli di status determinati essenzialmente dalla portata temporale, e quindi dall’efficacia, della singola azione al momento dell’analisi.

In sintesi la metodologia PRETIR consta di 3 successive azioni:

- sviluppo di un protocollo per il monitoraggio e di un format per una classificazione degli indicatori utilizzati univoca a livello comunitario;
- raccolta e catalogazione delle normative sviluppate da ciascuno Stato;
- analisi degli indicatori ottenuti a livello di UE e rispetto a ciascuna fonte energetica rinnovabile.

Il lavoro svolto per ciascun Paese deve seguire un iter ben determinato, che può essere riassunto in:

- analisi dei dati statistici riguardanti le implementazioni in atto e l’uso delle fonti di energia rinnovabili, avvalendosi anche di fonti quali Eurostat, EurObserv’ER ed organizzazioni ed istituti nazionali;
- analisi di documenti governativi di carattere nazionale;
- analisi di valutazioni fatte in maniera indipendente da realtà quali la IEA (International Energy Agency) e NGO (Non-Governmental Organizations) associate all’UE;
- contatti con gli esperti degli uffici energetici responsabili dell’implementazione di nuove normative sulle fonti rinnovabili;
- esecuzione di un’analisi quantitativa dell’implementazione delle fonti rinnovabili riscontrata tra il 2003 ed il 2010.

### Il Progetto REDS<sup>17</sup>

REDS è un progetto di ricerca finanziato dalla Commissione Europea, Direzione Ricerca, nell’ambito delle misure di accompagnamento del 5° Programma Quadro per valutare i finanziamenti alla ricerca e sviluppo nel campo delle FER a vario livello (europeo, nazionale, locale) effettuati da soggetti pubblici e privati. Il Progetto, svolto da novembre 2002 ad ottobre 2003, è stato coordinato dallo IEFE, Università Bocconi e ha visto la partecipazione della – PriceWaterhouseCoopers Global Environmental Services, (PWC) Olanda e il FhG ISI – Fraunhofer Institute System and Innovation Research, Germania.

Obiettivo di REDS era quello di fornire alla Commissione Europea e ai centri di ricerca nazionali che operano nel campo delle FER, una descrizione della spesa e del personale coinvolto nella ricerca, sviluppo e impianti dimostrativi (RD&D) nel campo delle FER, nei 15 Stati dell’UE. L’obiettivo di REDS è scattare, perciò, una fotografia istantanea dello sforzo in RD&D nel campo delle energie rinnovabili.

La qualità dei dati è essenziale per la loro validità e leggibilità. Con questo scopo e per ridurre il tempo necessario per la raccolta, ci si è avvalsi quindi di partner selezionati nei rispettivi Paesi membri, che hanno fornito, inoltre, anche utili commenti per capire meglio le diverse strutture nazionali di finanziamento e le politiche per la RD&D nelle FER.

---

danese.

<sup>17</sup> A cura di Samuele Larzeni, Arturo Lorenzoni, IEFE, Università Commerciale Luigi Bocconi, Milano. Per approfondimenti e maggiori dettagli sul Progetto REDS si veda: <http://www.eu.fraunhofer.de/reds/index.htm>

La raccolta dei dati si è articolata secondo lo schema indicato dal Manuale Frascati (dell'OCSE) cercando di entrare nel merito dei diversi livelli amministrativi e settori dell'economia. L'arco temporale considerato è il decennio 1992-2001, con maggior dettaglio sul biennio 2000-2001.

Il questionario per la raccolta dei dati e quindi anche il database REDS è stato organizzato nel seguente modo:

- struttura e budget dei finanziamenti;
- programmi di finanziamento della RD&D per FER e spesa;
- spesa governativa a livello nazionale;
- spesa governativa a livello regionale;
- totale spesa settore governativo;
- personale settore governativo espresso in "tempo pieno equivalente";
- personale settore governativo espresso in "numero persone";
- altri settori dell'economia (spesa & personale);
- dati per indicatori (brevetti, quota di mercato, turnover).

La raccolta dei dati per l'Italia è stata effettuata direttamente dall'Istituto di economia e politica dell'energia e dell'ambiente (IEFE) dell'Università Bocconi, proponente e leader del progetto REDS. Nella tabella 5.2.6 è riportata una sintesi dei dati relativi alla spesa governativa, suddivisa per fonte, relativa ad attività di ricerca e sviluppo e impianti dimostrativi per le fonti rinnovabili in Italia. Non si sono potuti utilizzare dati ISTAT per il diverso livello di disaggregazione e per i vincoli di riservatezza sui dati relativi a settori con un numero di operatori inferiore a quattro. Per quanto riguarda i dati internazionali, per Eurostat vale quanto detto per ISTAT, mentre i dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) sono stati presi in considerazione per gli anni dal 1992 al 1994, per i quali non erano disponibili dati ENEA. Si è notato che per gli anni più recenti l'AIE fornisce i dati previsionali, non a consuntivo, che in qualche caso non concordano con la tempistica reale degli esborsi.

In figura 5.2.6 è rappresentata una sintesi dei dati di spesa per RD&D per le FER nel 2001 nei vari Paesi dell'Unione, mentre nella figura 5.2.7 è stata evidenziata la sola spesa governativa negli anni 2000 e 2001. Si distingue fra tutti i Paesi la Germania, con una buona parte anche di finanziamenti derivanti dai settori non governativi. Osservando l'Italia, si può vedere che, anche se la spesa governativa può essere comparata con quella dei maggiori Paesi europei, quando andiamo a considerare gli altri settori dell'economia, il divario aumenta di molto, visto che in Italia la spesa privata è in sostanza trascurabile.

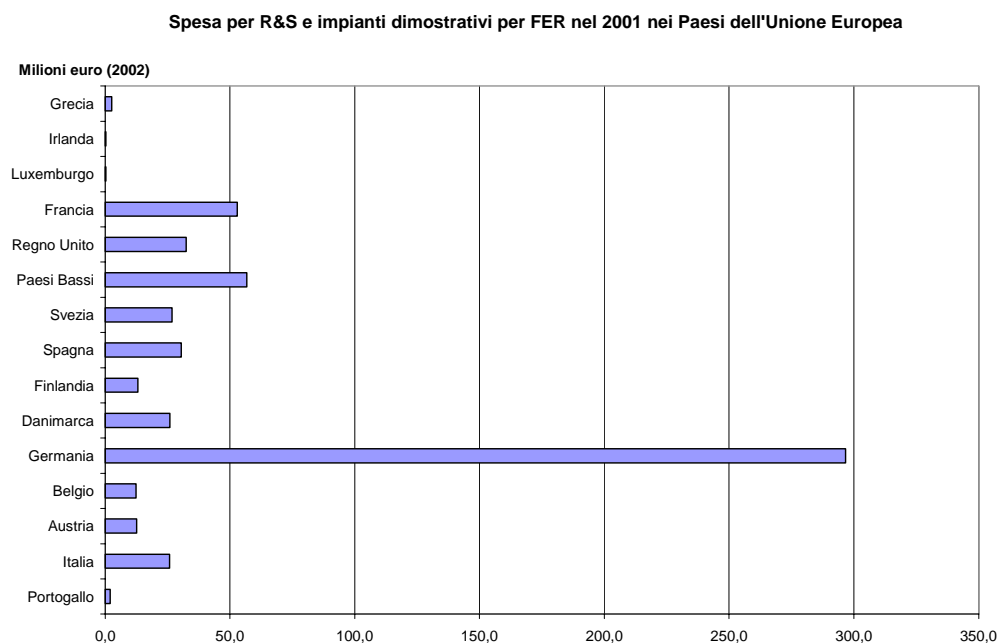
Tabella 5.2.6 - Spesa governativa per ricerca e sviluppo e impianti dimostrativi per FER in Italia. Anni 1993-2001 (M€2002)

Fonte	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993
<b>Biomassa</b>	6,9	8,8	5,6	8,6	7,6	10	9,9	6,7	7,6
<b>Geotermico</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Idroelettrico</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biogas*</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Solare fotovoltaico e termico</b>	17	18,7	19	19,8	23	19,3	22,5	23,7	16,8
<b>Eolico</b>	1,5	2,1	1,4	5,9	6,2	10,7	10,3	1	3,3
<b>Totale</b>	<b>25,4</b>	<b>29,6</b>	<b>26</b>	<b>34,3</b>	<b>36,8</b>	<b>40</b>	<b>42,7</b>	<b>31,4</b>	<b>27,7</b>

Fonte: IEFE – Bocconi (dati provvisori)

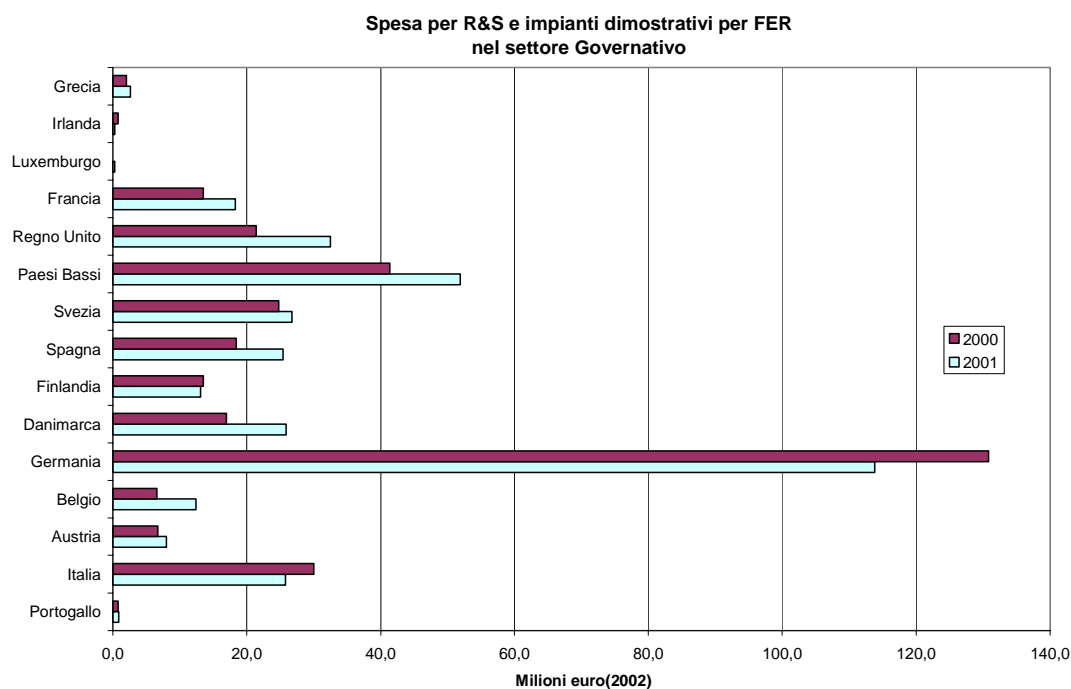
\* comprende gas da discarica e da fanghi di depurazione

Figura 5.2.6 - Spesa per R&S e impianti dimostrativi per le fonti rinnovabili nei Paesi membri dell'UE. Anno 2001 (M€2002)



Fonte: IEFE – Bocconi

Figura 5.2.7 - Spesa nel settore governativo per R&S e impianti dimostrativi per le fonti rinnovabili nei Paesi membri dell'UE. Anni 2000 e 2001 (M€2002)



Fonte: IEFE – Bocconi

Il progetto REDS è stato finalizzato al miglioramento delle conoscenze sui finanziamenti per la ricerca nel campo delle fonti rinnovabili di energia. Purtroppo si è riscontrata una scarsa disponibilità di dati a livello dei Paesi membri dell'UE, in parte per la scarsa collaborazione dei soggetti attivi in questo campo, in parte, e soprattutto, per la mancanza dei dati stessi.

La disponibilità di dati coerenti per tutti i Paesi dell'UE nell'ultimo decennio permetterebbe un lavoro importante di confronto sia sulle serie storiche che tra Paesi, utile allo scopo della direttiva 2001/77/EC di “[...] creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia [di fonti di energia rinnovabili]” (art.1).

Il progetto REDS è riuscito a delineare in ogni caso una figura chiara delle spese e del personale coinvolto in RD&D nel campo delle FER per l'Italia; è emerso che il settore privato è in pratica inesistente, poiché la quasi totalità delle spese e del personale si trova nel settore governativo che opera tramite ENEA. Negli altri settori dell'economia la figura dominante è quella dal Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI).

### 5.3. LA POLITICA ITALIANA PER LE FONTI RINNOVABILI

#### 5.3.1. *Evoluzione del quadro legislativo di riferimento*

In Italia l'avvio di politiche rivolte alla diffusione delle fonti rinnovabili risale al 1981 con la predisposizione del piano energetico e con la successiva legge 382/82. Iniziative più incisive si sono avute grazie all'attuazione del piano energetico nel 1988, con le leggi 9/91 e 10/91 e, soprattutto, con il relativo provvedimento CIP 6/92, il quale ha fornito un impulso alla diffusione delle rinnovabili. La gestione del provvedimento ha tuttavia manifestato seri limiti, che hanno indotto a circoscrivere la concessione degli incentivi solo alle iniziative proposte sino a tutto il 30 giugno 1995.

Il nuovo strumento di incentivazione della produzione di energia elettrica da rinnovabili è stato definito con il D.Lgs. 79/1999 che, emanato in attuazione della direttiva 92/97/CE, introduce il nuovo meccanismo dei Certificati Verdi. Con questo decreto legislativo, meglio noto come “decreto Bersani” il settore elettrico è stato avviato ad una profonda ristrutturazione, basata sui principi della competizione e del libero mercato, nel rispetto degli indirizzi di politica energetica.

Coerentemente, è stato introdotto un criterio di sostegno alle fonti rinnovabili basato sui criteri di mercato: esso, infatti, istituisce l'obbligo, a partire dal 2002, per i soggetti produttori o importatori di energia elettrica non rinnovabile, di immettere nella rete nazionale una quota del 2%<sup>18</sup> di energia generata in impianti, alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999.

Il recente D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”<sup>19</sup> fissa nella misura dello 0,35% l'incremento all'obbligo stabilito dal D.Lgs. 79/99 e definisce le nuove regole di riferimento per la promozione delle fonti rinnovabili.

La legge 10/91 aveva, tuttavia, già stabilito che l'uso delle fonti di energia rinnovabili fosse da considerarsi di pubblico interesse ed utilità; si era previsto, inoltre, che la produzione di energia elettrica da FER fosse liberalizzata e che i soggetti che intendevano realizzare tali impianti dovessero effettuare solo una comunicazione<sup>20</sup>.

Con il Decreto del Presidente della Repubblica del 12 aprile 1996, integrato dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 3 settembre 1999, veniva demandato alle Regioni il compito di stabilire se talune tipologie impiantistiche riguardanti le fonti rinnovabili<sup>21</sup>, per le loro

<sup>18</sup> Tale quota è previsto che possa essere modificata per decreto.

<sup>19</sup> Il decreto è stato pubblicato sulla GU n. 25 del 31-1-2004 - Suppl. Ordinario n.17

<sup>20</sup>Fermo restando la necessità di ottenere le autorizzazioni di natura edilizia, ambientale e paesistica.

<sup>21</sup>Ad esempio, impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 50 MW, impianti eolici, impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda, derivazioni ed

caratteristiche e sulla base di elementi di valutazione preventivamente decisi, dovessero essere esentate dalla procedura di valutazione d'impatto ambientale, procedura, invece, sempre prevista per gli impianti che ricadono, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette.

Con il D.Lgs. 112/98 veniva effettuata la ripartizione delle competenze tra Stato, Regioni ed Enti locali. In base a tale provvedimento, allo Stato compete l'elaborazione e la definizione degli obiettivi e delle linee di politica energetica nazionale, nonché l'adozione degli atti di indirizzo e coordinamento al fine di articolare una programmazione energetica a livello regionale. Alle Regioni sono delegate le funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili. Agli Enti locali, infine, vengono attribuite le mansioni amministrative in materia di controllo sul risparmio energetico e sull'uso razionale dell'energia. In particolare, sono delegate alle Province, nell'ambito delle linee di indirizzo e di coordinamento previste dai piani energetici regionali, la redazione e l'adozione di programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico.

La legge costituzionale 3/01 ha ulteriormente potenziato il ruolo affidato alle Regioni in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia, stabilendo che spetta proprio a queste la potestà legislativa, fatta eccezione per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione statale.

La delibera CIPE 137/98, adottata come obiettivo delle azioni nazionali, prevedeva che la produzione di energia da fonti rinnovabili contribuisse, con una quota compresa tra il 16% ed il 21%, alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> entro il 2008-2012. La stessa delibera contemplava, inoltre, la realizzazione di un "Libro Bianco per la valorizzazione delle fonti rinnovabili".

Il "Libro Bianco", approvato dal CIPE nel maggio 1999, conteneva una dettagliata specificazione degli obiettivi da perseguire per le diverse fonti rinnovabili e degli strumenti ed azioni per la loro realizzazione, inclusi alcuni "progetti quadro" (tabella 5.3.1).

Tabella 5.3.1 - Previsioni del Libro Bianco sullo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia (Mtep)

Fonte	1997	2008-2012	2008-2012
<b>Energia elettrica</b>			
<b>Idroelettrico &gt; 10 MW</b>	7,365	7,920	0,556
<b>Idroelettrico &lt; 10 MW</b>	1,787	2,442	0,655
<b>Geotermia</b>	0,859	1,294	0,435
<b>Eolico</b>	0,026	1,100	1,074
<b>Fotovoltaico</b>	0,003	0,073	0,069
<b>Biomassa e biogas</b>	0,125	3,036	2,911
<b>Rifiuti</b>	0,055	0,880	0,825
<b>Totale</b>	<b>10,221</b>	<b>16,744</b>	<b>6,524</b>
<b>Energia termica</b>			
<b>Biocombustibili</b>	0,060	0,940	0,880
<b>Solare termico</b>	0,008	0,222	0,214
<b>Geotermia</b>	0,213	0,400	0,187
<b>Biomassa e biogas</b>	1,070	1,750	0,680
<b>Rifiuti</b>	0,096	0,200	0,104
<b>Totale</b>	<b>1,447</b>	<b>3,512</b>	<b>2,065</b>

\* variazione rispetto al 1997

Fonte: elaborazioni su dati CIPE 1999.

---

opere connesse di acque superficiali che prevedano derivazioni superiori a 50 litri al minuto secondo.



Le azioni italiane per il contenimento e la riduzione delle emissioni di gas serra sono contenute all'interno della delibera CIPE 123/2002. In questo documento si afferma che i livelli massimi di emissione assegnati ai singoli settori per il periodo 2008-2012<sup>22</sup> sono stati stabiliti sulla base dei risultati conseguibili con le misure già individuate al 30 giugno 2002 grazie a provvedimenti, programmi ed iniziative nei settori della produzione di energia elettrica, dei trasporti, dei consumi energetici negli usi civili e nel terziario, e della cooperazione internazionale. Nella delibera si enfatizza che questa riduzione può essere raggiunta attraverso:

- la promozione dell'efficienza energetica in tutti i settori;
- lo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e delle tecnologie innovative per la riduzione delle emissioni;
- la protezione ed estensione delle foreste per l'assorbimento del carbonio;
- la promozione dell'agricoltura sostenibile;
- la limitazione e riduzione delle emissioni di metano dalle discariche di rifiuti e dagli altri settori energetici;
- l'utilizzo di misure fiscali appropriate per disincentivare le emissioni di gas serra.

### 5.3.2. La legge 448/98 – Carbon tax

Nel quadro legislativo italiano uno spazio a parte va riservato alla legge 448 del 1998, nota comunemente con il nome di *carbon tax*. Nel 1998 infatti con tale legge viene introdotto, per la prima volta nella storia della politica energetico-ambientale italiana, un sistema di tassazione dell'energia che tenta di internalizzare nel costo dei combustibili fossili le esternalità ambientali (inquinamento locale, effetto serra ecc.) causate dall'impiego dei combustibili stessi (oli minerali, carbone, coke di petrolio, bitume emulsionato). La legge pone infatti come obiettivo (comma 1) la riduzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dall'impiego di oli minerali secondo le conclusioni della Conferenza di Kyoto del dicembre 1997.

Lo strumento scelto per l'attuazione della norma è un aumento delle aliquote delle accise su prodotti petroliferi, carboniferi, coke e bitumi, aliquote i cui valori, alla data della pubblicazione della *carbon tax*, erano definiti dall'allegato I del D.Lgs. n. 504 del 26 ottobre 1995.

La *carbon tax* definisce, a decorrere dal 1 gennaio 2005, un livello obiettivo per le aliquote delle accise sugli oli minerali nonché su carbone, coke di petrolio e bitume emulsionato.

La norma prevede inoltre che per raggiungere il livello obiettivo sarebbero dovuti essere determinati i livelli di aumento intermedio delle aliquote delle accise in modo da raggiungere il livello obiettivo gradualmente con DPCM successivi su proposta dell'apposita commissione CIPE previa deliberazione del Consiglio dei Ministri. Come previsto dal comma 6, tra il 1999 e il 31 dicembre 2004 l'aumento progressivo doveva essere pari ad un valore percentuale corrispondente alla differenza tra il valore stabilito dal D.Lgs. 504 e la *carbon tax*. Tale percentuale doveva essere compresa tra il 10 e il 30% della differenza tra il valore base e il valore obiettivo. Le maggiori entrate derivanti dall'aumento dell'aliquota sull'accisa dei prodotti sarebbero state destinate a:

- compensare la riduzione degli oneri sociali gravanti sul costo del lavoro;
- compensare il minor gettito ed i maggiori oneri derivanti dalla modifica dell'accisa su specifici combustibili fossili;
- concorrere al finanziamento delle spese di investimento sostenute nell'anno precedente per la riduzione delle emissioni e l'aumento dell'efficienza energetica negli impianti di combustione per la produzione di energia elettrica nella misura del 20% delle spese sostenute ed effettivamente rimaste a carico;

---

<sup>22</sup> I valori sono calcolati come media delle emissioni annuali del periodo compreso tra il 1990 ed il 2008.

- realizzare misure compensative di settore con incentivi per la riduzione delle emissioni inquinanti, l'efficienza energetica, le FER, e per la gestione di reti di teleriscaldamento alimentate con biomassa nei Comuni ricadenti nelle zone climatiche E ed F.

In particolare, per la riduzione delle emissioni in atmosfera e per la promozione dell'efficienza energetica e delle FER (interventi attuativi del Protocollo di Kyoto), l'articolo 110 della legge 388 del 2000 istituisce un fondo presso il Ministero dell'Ambiente destinando per tali interventi una quota pari al 3% delle entrate derivanti dall'applicazione della *carbon tax* (art. 1-9 della legge 23 dicembre 1998, n. 448). Con il DPCM 15 gennaio 1999 vengono apportate le prime modifiche alle aliquote delle accise sugli oli minerali e delle aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio e orimulsion. Tali valori sono in linea con i dettami della legge 448. Negli anni successivi viene sospeso l'aumento annuale delle aliquote sugli oli minerali attraverso specifici strumenti legislativi:

- 2000 (art. 2 del D.Lgs. 30 settembre 2000, n. 268);
- 2001 (art. 2 dell'apposita unità revisionale di base del D.Lgs. 1 ottobre 2001 n. 356);
- 2002 (legge n.289 del 27 dicembre 2002);
- 2003 (art 17 del D.Lgs. 30 settembre 2003, n. 269).

In attesa che la *carbon tax* divenisse operativa il Governo, nel 1999, ha destinato 290 miliardi delle vecchie lire all'attuazione di programmi di riduzione delle emissioni in atmosfera e per la promozione dell'efficienza energetica e delle FER (decreto interministeriale 337) attivando tre linee di intervento con i seguenti programmi, tuttora in corso:

- programmi di interesse regionale (155 miliardi di lire);
- programmi di interesse nazionale (85 miliardi di lire);
- programma di promozione delle FER e dell'efficienza energetica presso le PMI (50 miliardi di lire - Fondo 598 Ambiente).

La sospensione reiterata dell'applicazione dell'incremento dell'aliquota sull'accisa dal 2000 ad oggi (ultima del settembre 2003) rende praticamente obbligatorio oggi, a un anno dalla scadenza del 1 gennaio 2005, modificare il livello delle aliquote obiettivo dell'accisa della *carbon tax*.

La revisione potrebbe essere effettuata nell'ambito del recepimento della direttiva sulla fiscalità del settore energetico.

### 5.3.3. *Il decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387*

Con la pubblicazione sulla GU del 31 gennaio 2004 del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" si dà attuazione, nel rispetto dei principi e criteri direttivi dell'articolo 43 della legge 39/2002<sup>23</sup>, alle disposizioni della direttiva 2001/77/CE e si gettano le basi per la definizione di un quadro di riferimento nazionale in materia di promozione delle fonti rinnovabili di energia.

<sup>23</sup> I principi e i criteri direttivi indicati dall'art. 43 l. 39/02 sono, testualmente, i seguenti: individuare gli obiettivi indicativi di consumo futuro di elettricità da fonti rinnovabili di energia sulla base di previsioni realistiche, economicamente compatibili con lo sviluppo del Paese; prevedere che gli obiettivi di cui alla lettera a) siano conseguiti mediante produzione di elettricità da impianti ubicati sul territorio nazionale, ovvero importazione di elettricità da fonti rinnovabili esclusivamente da Paesi che adottino strumenti di promozione ed incentivazione delle fonti rinnovabili analoghi a quelli vigenti in Italia e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati sul territorio italiano; assicurare che i regimi di sostegno siano compatibili con i principi di mercato dell'elettricità e basati su meccanismi che favoriscano la competizione e la riduzione dei costi; attuare una semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione degli impianti, nel rispetto delle competenze di Stato, Regioni ed Enti locali; includere, tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili, i rifiuti, ivi compresa la frazione non biodegradabile; prevedere che dall'applicazione delle disposizioni del presente articolo non derivino nuovi o maggiori oneri, né minori entrate a carico del bilancio dello Stato.

Il decreto in questione consta di 20 articoli, sintetizzati nella tabella 5.3.1.

Tabella 5.3.2 - Descrizione sintetica del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387

rticolo	Titolo	Contenuto
1	Finalità	<ul style="list-style-type: none"> <li>- promuovere un <b>maggior contributo delle FER</b> alla produzione di energia elettrica nel relativo mercato italiano e comunitario;</li> <li>- promuovere misure per il <b>perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali</b> (art. 3);</li> <li>- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;</li> <li>- favorire lo sviluppo di <b>impianti di microgenerazione elettrica</b> alimentati da FER, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.</li> </ul>
2	Definizioni	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>fonti energetiche rinnovabili</b>: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, i gas di discarica, i gas residuati dai processi di depurazione e il biogas;</li> <li>- per <b>biomasse</b> si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani;</li> <li>- <b>b) impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili</b>: impianti alimentati dalle biomasse e dalla fonte idraulica (ad esclusione, degli impianti ad acqua fluente, nonché gli impianti ibridi, successivamente definiti);</li> <li>- <b>c) impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili</b> o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta: impianti alimentati dalle fonti rinnovabili che non rientrano tra quelli di cui alla lettera b)</li> <li>- <b>d) centrali ibride</b>: centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, inclusi gli impianti di co-combustione;</li> <li>- <b>e) impianti di microgenerazione</b>: impianti per la produzione di energia elettrica con capacità di generazione non superiore ad un MW elettrico, alimentate da FER.</li> <li>- <b>f) energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili</b>: quella prodotta da impianti alimentati esclusivamente con FER, la produzione imputabile di cui alla lettera g), nonché l'energia elettrica ottenuta da FER utilizzata per riempire i sistemi di stoccaggio, ma non l'energia elettrica prodotta come risultato di detti sistemi;</li> <li>- <b>g) produzione e producibilità imputabili</b>: produzione e producibilità di energia elettrica imputabili a FER nelle centrali ibride, calcolate sulla base delle direttive di cui all'articolo 11 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79;</li> <li>- <b>h) consumo di energia elettrica</b>: la produzione nazionale di energia elettrica, compresa l'autoproduzione, sommate le importazioni e detratte le esportazioni (consumo interno lordo di elettricità, CIL);</li> <li>- <b>i) Gestore della rete</b>: Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) di cui all'articolo 3 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79;</li> <li>- <b>l) Gestore di rete</b>: persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi il Gestore della rete e le imprese distributrici, di cui al D. Lgs 16/3/99, n. 79;</li> <li>- <b>m) impianto di utenza per la connessione</b>: porzione di impianto per la connessione alla rete elettrica degli impianti la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione;</li> <li>- <b>n) impianto di rete per la connessione</b>: porzione di impianto per la connessione alla rete elettrica degli impianti di cui alle lettere b), c) e d) di competenza del Gestore di rete sottoposto all'obbligo di connessione di terzi ai sensi del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79;</li> <li>- <b>o) Certificati Verdi</b>: diritti di cui al comma 3 dell'art. 11 del D.Lgs. 16/3/99, n. 79.</li> </ul>
3	Obiettivi indicativi nazionali e misure di promozione	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le <b>principali misure nazionali</b> – definite dalla direttiva 2001/77/CE: sulla base delle relazioni predisposte dal Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio – sono costituite da: <ul style="list-style-type: none"> <li>o le disposizioni del presente decreto,</li> <li>o le disposizioni del D.Lgs. 16/3/99, n. 79, e successivi provvedimenti attuativi,</li> <li>o i provvedimenti assunti al fine dell'attuazione della legge 1/06/02, n. 120.</li> </ul> </li> </ul> <p><b>Relazione al Parlamento</b> e alla Conferenza unificata, pubblicazione della Relazione.</p>

		<p>Per la prima volta entro il 30/06/05, e successivamente ogni due anni, il Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, sentiti gli altri Ministri interessati e la Conferenza unificata, sulla base dei dati forniti dal Gestore della rete e dei lavori dell'Osservatorio (art. 16) trasmette al Parlamento e alla Conferenza unificata una relazione che contiene:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- a) una analisi del raggiungimento degli obiettivi indicativi nazionali, il grado di coerenza tra le misure adottate e il contributo ascritto alla produzione di energia elettrica da FER nell'ambito degli impegni nazionali sui cambiamenti climatici;</li> <li>- b) un effettivo grado di coerenza tra gli obiettivi indicativi nazionali, e l'obiettivo indicativo di cui all'allegato A della direttiva 2001/77/CE e relative note esplicative;</li> <li>- c) un esame dell'affidabilità del sistema di garanzia di origine (art. 11);</li> <li>- d) un esame dello stato di attuazione delle disposizioni di cui agli articoli 5, 6, 7 e 8;</li> <li>- e) i risultati conseguiti per la semplificazione delle procedure autorizzative (art. 12);</li> <li>- f) i risultati conseguiti in termini di agevolazione di accesso al mercato elettrico e alla rete elettrica artt. 13 e 14);</li> <li>- g) le eventuali misure aggiuntive (compresi provvedimenti economici e fiscali), per il perseguimento degli obiettivi indicati nelle relazioni.</li> <li>- h) le valutazioni economiche contenute nelle stesse relazioni.</li> </ul>
4	<b>Incremento della quota minima e sanzioni per inadempienti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- A decorrere dal 2004 e fino al 2006, la <b>quota minima di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da FER</b> che, nell'anno successivo, deve essere immessa nel sistema elettrico nazionale, è <b>incrementata annualmente dello 0,35%</b>; per il <b>triennio 2007-2009</b> e per il triennio 2010-2012 ulteriori incrementi vengono stabiliti con decreti del Ministro delle Attività Produttive; i decreti sono emanati, rispettivamente, entro il 31 dicembre 2004 ed entro il 31 dicembre 2007.</li> <li>- A decorrere dal 2004, il GRTN comunica all'AEEG i nominativi dei soggetti inadempienti a cui l'AEEG applica sanzioni (ai sensi della legge 14/11/95 n. 481).</li> <li>- I soggetti che omettono di presentare l'autocertificazione sono considerati <b>inadempienti</b> per la quantità di certificati correlata al totale di energia elettrica importata e prodotta nell'anno precedente dal soggetto.</li> </ul>
5	<b>Valorizzazione energetica delle biomasse,</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nomina di una <b>commissione di esperti incaricata di valutare il potenziale di biomassa</b> effettivamente sfruttabile e le condizioni necessarie allo scopo. Il lavoro della commissione sarà preparatorio all'emanazione di decreti ministeriali, senza oneri per lo Stato, che definiscano i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da biomasse, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.</li> </ul>
6	<b>Disposizioni per impianti di potenza non superiore a 20 kW</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'AEEG emana la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del <b>servizio di scambio sul posto</b> dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati a FER con potenza non superiore a 20 kW.</li> </ul>
7	<b>Disposizioni specifiche per il solare</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, d'intesa con la Conferenza unificata, adotta uno o più <b>decreti con i quali sono definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare.</b></li> <li>- I criteri di cui al comma 1, senza oneri per il bilancio dello Stato e nel rispetto della normativa comunitaria vigente stabiliscono: <ul style="list-style-type: none"> <li>o i requisiti dei soggetti che possono beneficiare dell'incentivazione;</li> <li>o i requisiti tecnici minimi dei componenti e degli impianti;</li> <li>o le condizioni per la cumulabilità dell'incentivazione con altri incentivi;</li> <li>o le modalità per la determinazione dell'entità dell'incentivazione. Per l'energia elettrica prodotta con impianti fotovoltaici prevedono una specifica tariffa incentivante, di importo decrescente e di durata tali da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio;</li> <li>o stabiliscono un obiettivo della potenza nominale da installare;</li> <li>o fissano il limite massimo della potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti che possono ottenere l'incentivazione;</li> <li>o possono prevedere l'utilizzo dei Certificati Verdi attribuiti al GRTN dall'articolo 11, comma 3, secondo periodo del D. Lgs 16/3/99, n. 79.</li> </ul> </li> </ul>

8	<b>Disposizioni specifiche per le centrali ibride</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il produttore che esercisce centrali ibride può chiedere al Gestore della rete che la produzione imputabile (da FER) delle medesime centrali abbia il diritto alla <b>precedenza nel dispacciamento</b>.</li> <li>- <b>La produzione imputabile delle centrali ibride ha diritto al rilascio dei Certificati Verdi</b> nella misura e secondo le modalità stabilite dalle direttive di cui al comma 5 dell'articolo 11 del D.Lgs. 16/3/99, n. 79.</li> </ul>
9	<b>Promozione della ricerca e della diffusione delle fonti rinnovabili</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, sentito il Ministero delle politiche agricole e forestali, d'intesa con la Conferenza unificata, <b>stipula, senza oneri a carico del bilancio dello Stato, un accordo di programma quinquennale con l'ENEA</b> per l'attuazione di misure a sostegno della ricerca e della diffusione delle FER e dell'efficienza negli usi finali dell'energia.</li> </ul>
10	<b>Obiettivi indicativi regionali</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>La Conferenza unificata concorre alla definizione degli obiettivi nazionali</b> e ne effettua la ripartizione tra le Regioni tenendo conto delle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale; può aggiornare la ripartizione.</li> <li>- <b>Le Regioni possono adottare misure per promuovere l'aumento del consumo di energia elettrica da FER</b> nei rispettivi territori, aggiuntive rispetto a quelle nazionali.</li> </ul>
11	<b>Garanzia di origine dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- L'energia elettrica prodotta da FER e la produzione imputabile da impianti misti ha diritto al rilascio, su richiesta del produttore, della «<b>garanzia di origine</b>» qualora la produzione annua (o imputabile), sia non inferiore a 100 MWh</li> <li>- Il Gestore della rete è il soggetto designato, al rilascio della garanzia di origine e dei Certificati Verdi.</li> <li>- È riconosciuta anche in Italia la garanzia di origine di energia elettrica prodotta da FER rilasciata in altri Stati membri dell'UE a seguito del recepimento della 2001/77/CE e sostituisce la certificazione di provenienza definita nell'ambito delle direttive di cui al comma 5 dell'articolo 11 del D.Lgs. 16/3/99, n. 79</li> </ul>
12	<b>Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Sono di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da FER</b>, nonché le opere e le infrastrutture connesse indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti.</li> <li>- Sono soggetti ad una <b>autorizzazione unica</b>, rilasciata dalla regione (o soggetto delegato) la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento e riattivazione; le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi.</li> <li>- L'autorizzazione è rilasciata a seguito di un <b>procedimento unico</b>, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate.</li> <li>- Il <b>termine massimo per la conclusione del procedimento</b> di cui al presente comma non può comunque essere superiore a <b>centottanta giorni</b>.</li> <li>- Il <b>rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto</b> in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'<b>obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi</b> a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto.</li> <li>- <b>Gli impianti di produzione di energia elettrica, da FER possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici</b>.</li> <li>- Gli <b>impianti</b> di produzione di energia elettrica di potenza <math>\leq 3</math> MW termici, ubicati all'interno di impianti di smaltimento rifiuti, alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas sono considerati <b>ad inquinamento atmosferico poco significativo</b> e il loro esercizio non richiede autorizzazione.</li> <li>- In Conferenza unificata, su proposta del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministro per i beni e le attività culturali, approva le <b>linee guida per lo svolgimento del procedimento</b> volte ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. Le regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti.</li> </ul>
13	<b>Partecipazione al mercato elettrico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>L'energia elettrica prodotta da impianti FER</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>o se di <b>potenza uguale o superiore a 10 MVA viene collocata sul mercato elettrico</b> secondo la relativa disciplina e nel rispetto delle regole di dispacciamento definite dal Gestore della rete in attuazione delle disposizioni del</li> </ul> </li> </ul>

		<p>D.Lgs. 16/3/99, n. 79 (con alcune eccezioni per cui si rimanda al testo integrale del decreto)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o se <b>di potenza inferiore a 10 MVA</b>, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, è ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete alla quale l'impianto è collegato.</li> </ul> <p>- L'AEEG determina le modalità per il ritiro dell'energia elettrica facendo riferimento a condizioni economiche di mercato.</p>
14	<b>Collegamento degli impianti alla rete elettrica</b>	<p>- L'AEEG emana entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto specifiche <b>direttive per la connessione di impianti alimentati da FER alle reti elettriche</b> con tensione nominale superiore a 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.</p> <p>- I gestori di rete hanno l'obbligo di fornire al produttore che richiede il collegamento alla rete di un impianto alimentato da FER le soluzioni atte a favorirne l'accesso alla rete, unitamente alle stime dei costi e della relativa ripartizione.</p> <p>- L'AEEG adotta i provvedimenti eventualmente necessari per garantire che la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.</p>
15	<b>Campagna di informazione e comunicazione</b>	<p>- Su proposta del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, è svolta una <b>campagna di informazione e comunicazione a sostegno delle FER e dell'efficienza negli usi finali dell'energia</b>. La campagna di cui al comma 1 viene svolta almeno per gli anni 2004, 2005 e 2006.</p>
16	<b>Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia</b>	<p>- È istituito l'<b>Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali</b> dell'energia. L'Osservatorio, composto da non più di venti esperti della materia di comprovata esperienza, svolge attività di monitoraggio e verifica dello stato di sviluppo delle FER e dell'efficienza negli usi finali dell'energia. L'Osservatorio ha il compito di verificare la coerenza delle misure adottate, monitorare le iniziative di sviluppo, valutare gli effetti delle misure di sostegno, nell'ambito delle politiche e misure nazionali per la riduzione delle emissioni dei gas serra; esaminare le prestazioni delle varie tecnologie; effettuare periodiche audizioni degli operatori del settore; proporre le misure e iniziative eventualmente necessarie per il finanziamento degli impianti; salvaguardare la produzione di energia elettrica da impianti a FER.</p> <p>- <b>Le spese per il funzionamento dell'Osservatorio, trovano copertura, nel limite massimo di 750.000 Euro all'anno</b>, aggiornato annualmente in relazione al tasso di inflazione, sulle tariffe per il trasporto dell'energia elettrica, secondo le modalità stabilite dall'AEEG, fatta salva la remunerazione del capitale riconosciuta al Gestore della rete dalla regolazione tariffaria in vigore.</p>
17	<b>Inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle FER</b>	<p>- <b>Sono ammessi a beneficiare del regime riservato alle FER i rifiuti, ivi compresa la frazione non biodegradabile ed i combustibili derivati dai rifiuti</b>, di cui ai decreti previsti dagli articoli 31 e 33 del D.Lgs. 5 febbraio 1997, n. 92 e alle norme tecniche UNI 9903-1.</p> <p>- <b>Agli impianti, ivi incluse le centrali ibride, alimentati dai suddetti rifiuti e combustibili, si applicano le disposizioni del presente decreto</b>, (fatta eccezione, limitatamente alla frazione non biodegradabile, di quanto previsto per la garanzia di origine).</p> <p>- <b>Sono escluse dal regime riservato alle fonti rinnovabili:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o <b>le fonti assimilate alle fonti rinnovabili</b>, di cui all'articolo 1, comma 3 della legge 9 gennaio 1991, n. 10;</li> <li>o <b>i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario sia la produzione di vettori energetici o di energia;</b></li> </ul> <p>- <b>l'ammissione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti al regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili</b> è subordinata all'entrata in vigore di un <b>decreto</b> del Ministro delle Attività Produttive, (adottato con il concerto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, sentite le competenti Commissioni parlamentari e d'intesa con la Conferenza unificata) con il quale sono individuati gli <b>ulteriori rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti ammessi a beneficiare, anche tramite il ricorso a misure promozionali, del regime giuridico riservato alle FER</b>.</p> <p>- Il medesimo decreto stabilisce altresì:</p>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>○ i valori di emissione consentiti alle diverse tipologie di impianto utilizzanti i predetti rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti;</li> <li>○ le modalità con le quali viene assicurato il rispetto della gerarchia comunitaria di trattamento dei rifiuti a base di biomassa di cui al D.Lgs. 5/02/97 n. 22.</li> </ul>
18	<b>Cumulabilità di incentivi</b>	<p>- La produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili e da rifiuti che ottiene i Certificati Verdi non può ottenere i titoli derivanti dalla applicazione delle disposizioni attuative dell'articolo 9, comma 1, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, né i titoli derivanti dall'applicazione delle disposizioni attuative dell'articolo 16, comma 4, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164.</p> <p>- La produzione di energia elettrica da impianti alimentati da biodiesel che abbia ottenuto l'esenzione dall'accisa ai sensi dell'articolo 21 della legge 23 dicembre 2000, n. 388, o da altro provvedimento di analogo contenuto, non può ottenere i Certificati Verdi né i titoli derivanti dall'applicazione delle disposizioni attuative dell'articolo 9, comma 1, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, ovvero dall'applicazione delle disposizioni attuative dell'articolo 16, comma 4, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164.</p>
19	<b>Disposizioni per le Regioni a statuto speciale e per le Province Autonome</b>	<p>- Sono fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province Autonome di Trento e di Bolzano che provvedono alle finalità del presente decreto legislativo ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione.</p>
20	<b>Disposizioni transitorie, finanziarie e finali</b>	<p>- Dal 1° gennaio 2004 e fino alla data di entrata a regime del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, al produttore che cede l'energia elettrica è riconosciuto il <b>prezzo fissato dall'AEEG</b> per l'energia elettrica all'ingrosso alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato. Con proprio decreto, il Ministro delle Attività Produttive fissa, ai soli fini del presente decreto legislativo, la data di entrata a regime del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79.</p> <p>- In deroga a quanto stabilito all'articolo 8, comma 7, l'energia elettrica prodotta dalle centrali ibride, anche operanti in co-combustione, che impiegano <b>farine animali</b> oggetto di smaltimento ha diritto, <b>per i soli anni dal 2003 al 2007, al rilascio dei Certificati Verdi sul 100% della produzione imputabile.</b></p> <p>- I <b>sogetti che importano energia elettrica da Stati membri dell'UE</b> sottoposti all'obbligo di cui all'articolo 11 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, possono richiedere al Gestore della rete, relativamente alla quota di energia elettrica importata prodotta da FER, l'esenzione dal medesimo obbligo. In caso di <b>importazione di energia elettrica da Paesi terzi</b>, l'esenzione dal medesimo obbligo, relativamente alla quota di energia elettrica importata prodotta da fonti rinnovabili, è subordinata alla stipula di un accordo tra il Ministero delle Attività Produttive e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e i competenti Ministeri dello Stato estero da cui l'energia elettrica viene importata, che prevede che l'energia elettrica importata prodotta da fonti rinnovabili è garantita come tale con le medesime modalità di cui all'articolo 5 della direttiva 2001/77/CE.</p> <p>- Ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali di cui alle relazioni richiamate all'articolo 3, comma 1, <b>i Certificati Verdi possono essere rilasciati esclusivamente alla produzione di energia elettrica da impianti ubicati sul territorio nazionale</b>, ovvero alle importazioni di energia elettrica da fonti rinnovabili esclusivamente provenienti da Paesi che adottino strumenti di promozione e incentivazione delle FER analoghi a quelli vigenti in Italia e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati sul territorio italiano, sulla base di accordi stipulati tra il Ministero delle Attività Produttive e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e i competenti Ministeri del Paese estero da cui l'energia elettrica da fonti rinnovabili viene importata.</p> <p>- <b>Il periodo di riconoscimento dei Certificati Verdi è fissato in otto anni</b>, al netto dei periodi di fermata degli impianti causati da eventi calamitosi dichiarati tali dalle autorità competenti.</p> <p>- Al fine di promuovere in misura adeguata la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da biomassa e da rifiuti, ad esclusione di quella prodotta da centrali ibride, <b>il periodo di riconoscimento dei Certificati Verdi può essere elevato, anche mediante rilascio, dal nono anno, di Certificati Verdi su una quota dell'energia elettrica prodotta</b> anche tenuto conto di quanto previsto al precedente art. 17. Al medesimo</p>

		<p>fine, possono anche essere utilizzati i Certificati Verdi attribuiti al Gestore della rete dall'articolo 11, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79. La predetta elevazione del periodo di riconoscimento dei Certificati Verdi non può essere concessa per la produzione di energia elettrica da impianti che hanno beneficiato di incentivi pubblici in conto capitale.</p> <p><b>- I Certificati Verdi rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere usati per ottemperare all'obbligo, relativo anche ai successivi due anni.</b></p> <p>- Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento, con decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, sono aggiornate le direttive di cui all'articolo 11, comma 5, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79.</p> <p>- Fino all'entrata in vigore delle direttive di cui all'articolo 14, comma 1, si applicano le disposizioni vigenti.</p> <p>- Dall'attuazione del presente decreto non derivano nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato ovvero minori entrate.</p>
--	--	---

Di seguito si riporta un breve commento sui punti salienti del D.Lgs. 387 del 29/12/2003.

#### *Finalità e definizioni*

Il decreto assume integralmente e fa proprie con gli articoli 1 e 2 le indicazioni contenute nella direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

#### *Obiettivi indicativi nazionali e misure di promozione*

Con l'articolo 3 si prevede che per la prima volta entro il 30/06/05, e successivamente ogni due anni, venga redatta una Relazione al Parlamento e alla Conferenza unificata, che contiene dati sul monitoraggio e una valutazione sullo stato di sviluppo delle FER in Italia e sull'attuazione delle iniziative assunte attraverso le principali misure nazionali individuate (lo stesso D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, il D.Lgs. 16/3/99, n. 79, i provvedimenti di attuazione della legge 1/06/02, n. 120).

La relazione diventa quindi uno strumento di verifica e di eventuale ridefinizione e aggiustamento di strumenti e misure per il conseguimento degli obiettivi nazionali.

#### *Obbligo di produzione di energia elettrica da FER*

L'incremento della quota minima di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da FER, precedentemente incluso della bozza di disegno di legge sul riordino del sistema elettrico<sup>24</sup>, viene definito all'art. 4 nella misura dello 0,35% per il triennio 2007-2009 che prevede inoltre che ulteriori incrementi vengano stabiliti per il triennio 2010-2012 con decreti del Ministro delle Attività Produttive.

#### *Disposizioni specifiche dedicate alla promozione di alcune fonti e tecnologie*

Gli articoli 5, 6, 7 e 8, prevedono l'adozione di misure dedicate, a sostegno di specifiche fonti (come biomasse e solare) e tecnologiche (generazione distribuita e impianti ibridi), non ancora pienamente pronte per il mercato, ma molto promettenti per il futuro e, in particolare:

- "Disposizioni specifiche per la valorizzazione energetica delle biomasse, dei gas residuati dai processi di depurazione e del biogas" (art. 5) istituisce una commissione di esperti incaricata di valutare il potenziale effettivamente sfruttabile e le condizioni necessarie allo scopo; il lavoro della commissione sarà preparatorio all'emanazione di decreti ministeriali che consentano una più efficace valorizzazione energetica delle biomasse;
- "Disposizioni specifiche per gli impianti di potenza non superiore a 20 kW": con l'art. 6 per agevolare la diffusione di impianti di piccola taglia si prevede l'applicazione del servizio di

<sup>24</sup> Il riferimento è al DdL Marzano il cui iter legislativo è ancora in corso.



scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW.

- “Disposizioni specifiche per il solare”: con l'art. 7, visto l'elevato potenziale sfruttabile della fonte solare e i costi notevolmente elevati, si individua un incentivo specifico, la cui precisa definizione viene demandata a uno o più decreti ministeriali; per l'energia elettrica prodotta con impianti fotovoltaici si prevede inoltre una specifica tariffa incentivante;
- “Disposizioni specifiche per gli impianti ibridi”: l'art. 8 si riferisce alla produzione di energia elettrica in impianti che usano sia combustibili convenzionali che combustibili ricavati da fonti rinnovabili. L'articolo in questione chiarisce che la precedenza nel dispacciamento, per gli impianti ibridi, è concessa solo per la parte di energia elettrica prodotta imputabile a fonti rinnovabili.

#### *Promozione della ricerca e della diffusione delle fonti rinnovabili*

L'articolo 9 prevede che il Ministero delle Attività Produttive (di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, sentito il Ministero delle Politiche Agricole e Forestali e d'intesa con la Conferenza unificata) stipuli un accordo di programma quinquennale con l'ENEA per l'attuazione di misure a sostegno della ricerca e della diffusione delle FER e dell'efficienza negli usi finali dell'energia. Si segnala, a questo proposito, la criticità connessa alla mancata individuazione di fonti di finanziamento specifiche per l'attuazione di tale accordo.

#### *Garanzia di origine dell'energia elettrica*

L'articolo 11 introduce una “garanzia di origine dell'energia elettrica prodotta da FER, e da impianti misti”, e prevede che questa venga rilasciata, su richiesta del produttore, dal Gestore della rete a fronte di una produzione di energia elettrica pari almeno a 100 MWh in un anno. Si prevede inoltre che sia riconosciuta anche in Italia la garanzia di origine di energia elettrica prodotta da FER rilasciata in altri Stati membri dell'UE a seguito del recepimento della 2001/77/CE. Da tale garanzia viene esclusa (art. 17) la quota di energia prodotta con centrali ibride dalla frazione non biodegradabile da rifiuti e combustibili.

#### *Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative*

In applicazione delle disposizioni dell'art. 6 della direttiva 2001/77/CE, l'art. 12 del D.Lgs. prevede che le procedure vengano semplificate attraverso l'inserimento di un'autorizzazione unica a conclusione di un procedimento unico, da svolgersi nell'arco di sei mesi. Si risponde in questo modo ad uno dei problemi più sentiti dagli operatori: la semplicità e la certezza del procedimento autorizzativo, in analogia a quanto già vigente per le centrali convenzionali ex lege 55/02.

La prevista adozione di linee guida per lo svolgimento del procedimento dovrebbe inoltre superare alcune situazioni di *impasse* nella localizzazione territoriale dei siti, in particolare quelli eolici.

#### *Ulteriori provvedimenti volti a favorire la realizzazione di impianti*

Lo stesso articolo 12 del D.Lgs. prevede provvedimenti che estendono le possibilità di realizzazione degli impianti in quanto:

- viene applicata la definizione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza alle opere connesse alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da FER;
- si consente di ubicare tali impianti anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici;
- si considerano “ad inquinamento atmosferico poco significativo” gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza complessiva non superiore a 3 MW termici ubicati all'interno di impianti di smaltimento rifiuti, alimentati da gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas ed il loro esercizio non richiede autorizzazione.

Anche queste determinazioni rispondono alla volontà del legislatore di ampliare il campo di utilizzazione delle fonti rinnovabili, anche se, la possibilità di ubicare tali impianti anche in zone classificate agricole in deroga ai vigenti piani urbanistici, potrebbe determinare conflittualità e difficoltà nella gestione del territorio.

#### *Collegamento degli impianti alla rete e per la remunerazione dell'energia prodotta*

Le disposizioni introdotte dall'articolo 13 – Partecipazione al mercato elettrico sono differenziate per impianti di potenza sopra i 10 MVA alimentati da fonti programmabili, e per impianti sotto i 10 MVA o anche alimentati da fonti non programmabili. Le questioni attinenti il collegamento degli impianti alla rete elettrica” sono affrontate nell'articolo 14 che è funzionale al recepimento dell'articolo 7 della direttiva europea e dà il via ad una procedura volta a semplificare e accelerare i tempi per il collegamento di impianti alla rete elettrica. L'articolo in questione stabilisce le norme relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione. In merito, coerentemente con le funzioni svolte dall'AEEG, si demanda a tale organismo il compito di definire le predette condizioni, specificando i criteri generali da rispettare. L'art. 18 definisce le regole per la cumulabilità degli incentivi mentre l'art. 20 “Disposizioni transitorie, finanziarie e finali” introduce inoltre la cosiddetta “bancabilità” dei Certificati Verdi prevedendo che i Certificati Verdi ottenuti per la produzione energetica di un dato anno possano essere commercializzati anche in anni successivi: si ottiene così, senza oneri aggiuntivi, una maggiore finanziabilità degli impianti a fonti rinnovabili. In deroga a quanto stabilito all'articolo 8, nello stesso art. 20 si prevede inoltre che l'energia elettrica prodotta dalle centrali ibride, anche operanti in co-combustione, che impieghino farine animali oggetto di smaltimento abbia diritto, per i soli anni dal 2003 al 2007, al rilascio dei Certificati Verdi sul 100% della produzione imputabile.

#### *Campagna di informazione e comunicazione a favore delle fonti rinnovabili*

La campagna, prevista dall'articolo 13, risponde alla necessità di creare una cultura diffusa sui temi energetici e ambientali, condizione necessaria per realizzare la necessaria transizione ad un modello energetico sostenibile.

#### *Osservatorio nazionale*

È istituito con l'articolo 16 l'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia. Si prevede che l'Osservatorio, composto da 20 esperti, svolga attività di monitoraggio, effettui analisi tecnologiche e verifiche sugli effetti delle misure adottate per lo sviluppo delle FER e dell'efficienza energetica negli usi finali e proponga gli eventuali interventi utili al conseguimento degli obiettivi nazionali di riduzione dell'emissione dei gas serra e di incremento della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'articolo definisce anche un budget annuale per le attività dell'osservatorio nella misura di 750.000 €

#### *Inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle FER*

L'articolo 17 prevede che siano ammessi a beneficiare del regime riservato alle FER i rifiuti, ivi compresa la frazione non biodegradabile ed i combustibili derivati dai rifiuti (CDR) e che quindi agli impianti alimentati dai suddetti rifiuti e combustibili, ivi incluse le centrali ibride, si applichino le disposizioni del decreto. L'articolo prevede inoltre che l'ammissione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti al regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili sia subordinata all'entrata in vigore di un decreto del Ministro delle Attività Produttive con il quale:

- siano individuati gli ulteriori rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti ammessi a beneficiare, anche tramite il ricorso a misure promozionali, del regime giuridico riservato alle FER.
- vengano stabiliti i valori di emissione consentiti alle diverse tipologie di impianto utilizzanti i predetti rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti;

- vengano stabilite le modalità con le quali viene assicurato il rispetto della gerarchia comunitaria di trattamento dei rifiuti a base di biomassa di cui al D.Lgs. 5/02/97 n. 22.

Se da una parte l'articolo esclude dal regime riservato alle fonti rinnovabili sia le cosiddette "fonti assimilate alle fonti rinnovabili" di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 10 – contribuendo in questo modo a introdurre elementi di chiarezza nel settore – sia i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario sia la produzione di vettori energetici – decisione questa che esclude l'utilizzo di prodotti particolarmente dannosi dal punto di vista ambientale, dà comunque adito a perplessità l'inserimento generalizzato dei rifiuti e dei combustibili da rifiuto tra le fonti ammesse a beneficiare del regime delle rinnovabili ancorché da individuarsi nel dettaglio attraverso un successivo decreto. Sorprende inoltre l'attribuzione al Ministero delle Attività Produttive, ancorché con il concerto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, dell'individuazione, nello stesso successivo decreto, dei "valori di emissione consentiti alle diverse tipologie di impianto utilizzanti i predetti rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti", piuttosto che al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, che sembrerebbe il soggetto naturalmente deputato a tali tematiche.

#### *Operatività del decreto*

Il decreto, definendo un primo quadro organico di intervento nel settore delle rinnovabili, rappresenta un significativo avanzamento della strumentazione. Per un'efficace azione di incentivo alle rinnovabili, il decreto dovrà essere seguito da una rapida attuazione di tutti i punti lasciati a future decisioni e successivi regolamenti attuativi. Se non reso velocemente operativo, tale decreto resterebbe solo una dichiarazione di principio e come tale poco efficace ai fini dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Importantissimi punti come la semplificazione degli iter autorizzativi rischiano infatti di restare bloccati dal sistema amministrativo, dove sono necessarie procedure rapide, risolutive e soprattutto dai tempi certi.

#### *5.3.4. Revisione dei decreti per l'efficienza energetica del 24 aprile 2001<sup>25</sup>*

Con il processo di revisione ormai in dirittura di arrivo, si prevede che dal marzo 2004 diventi attivo il meccanismo dei decreti sull'efficienza energetica, mai attuato dai decreti originali del 2001, che potrà quindi aprire nuove e importanti possibilità per il mercato delle tecnologie efficienti e per la sensibilizzazione degli utenti finali

Il meccanismo introduce un sistema che vincola, attraverso due decreti "gemelli" (uno per il mercato elettrico e l'altro per il mercato del gas naturale), i distributori di energia elettrica e gas con più di 100.000 utenti ad effettuare interventi di risparmio energetico presso utenti finali, Enti pubblici, Aziende: nei DM vengono individuati degli obiettivi quantitativi annui.

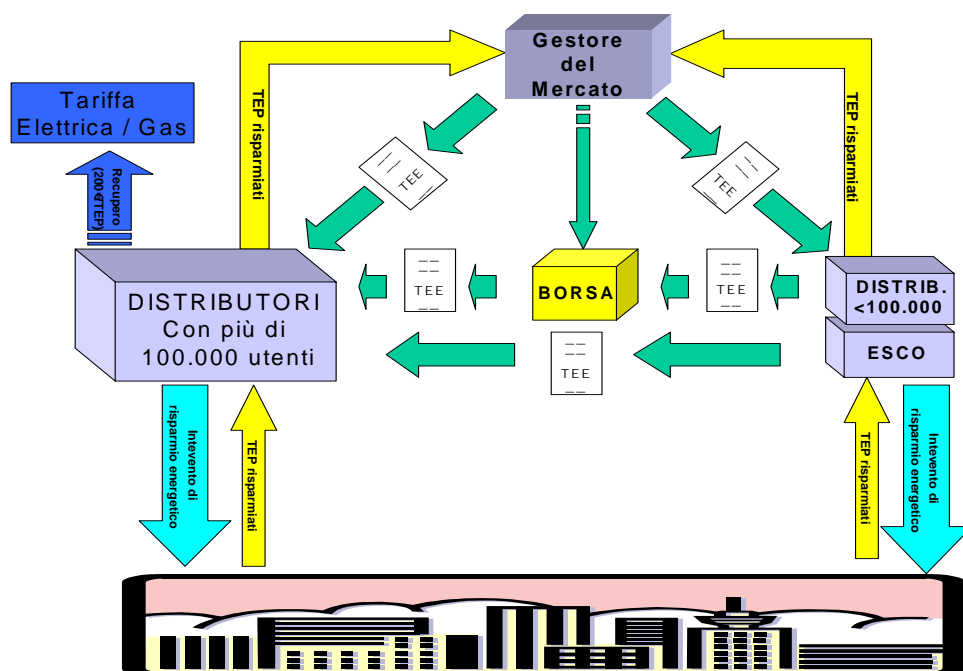
Il distributore che effettua l'intervento ottiene dal Gestore del Mercato (regolato dall'AEEG) titoli di efficienza energetica (TEE) corrispondenti ai tep risparmiati. I distributori, regolati dall'AEEG, possono poi recuperare in tariffa una quota pari a 200€tep risparmiato.

Il meccanismo introduce la possibilità per altri soggetti non sottoposti all'obbligo (altri distributori e società di servizi energetici – ESCO), di effettuare interventi di efficienza energetica, ottenere TEE e venderli ai distributori soggetti all'obbligo tramite contrattazioni bilaterali o in un'apposita borsa.

---

<sup>25</sup> I due decreti del 24 aprile 2001 emanati dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, introducevano l'obbligo per i distributori di energia elettrica e gas con più di 100.000 utenti ad effettuare interventi di risparmio energetico, incremento dell'efficienza energetica negli usi finali e di ricorso a fonti rinnovabili di energia presso utenti finali, Enti pubblici, Aziende indicando gli obiettivi quantitativi di riduzione del ricorso a fonti primarie di energia. I decreti, per la cui operatività si attendeva l'emanazione delle linee guida da parte dell'AEEG, prevedevano risparmi di energia primaria incrementali dal 2002 al 2006 per un risparmio complessivo al 2006 pari a 2,9 Mtep anno corrispondente a circa 7 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa. In tal modo si prevedeva di coprire il 15% circa della quota complessiva di riduzione di emissioni in atmosfera di gas serra nel settore energetico. Nel settore elettrico gli obiettivi indicati nei decreti avrebbero comportato risparmi annui pari allo 0,3% dei consumi e una riduzione dei consumi elettrici al 2006 pari al 2%.

Figura 5.3.1 - Schema del meccanismo di emissione dei titoli di efficienza energetica



Fonte: Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio

Il distributore che non raggiungesse il suo obiettivo annuo è soggetto a una sanzione proporzionale e comunque superiore all'entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze. Il nuovo testo, ancora in bozze, dei due decreti presenta diverse modifiche sostanziali; in particolare:

- sposta la data di partenza degli obblighi di risparmio energetico per i distributori di energia elettrica e gas dal 1 gennaio 2002 al 1 marzo 2004;
- modifica la legge di crescita delle quote incrementali annue degli obblighi di risparmio al fine di renderla più armonica, mantenendo però lo stesso obiettivo al quinto anno di funzionamento del meccanismo;
- rafforza il ruolo delle ESCO rendendo obbligatorio per i distributori, in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi annui, l'acquisto di titoli di efficienza energetica emessi da soggetti terzi. Si crea così una forma di mercato "sicuro" per spingere la nascita e il potenziamento delle ESCO;
- inserisce la possibilità, tramite successivi decreti del Ministero delle Attività Produttive e del Ministero dell' Ambiente, di individuare interventi per cui il riconoscimento in tariffa sia superiore ai cinque anni che nel decreto originale erano dati indistintamente per tutti.
- introduce la possibilità di ridurre il tempo di riconoscimento per interventi con tempi di ritorno economico molto brevi (ad es. lampadine a risparmio energetico) rispondendo così anche all'esigenza di promuovere tutte le tecnologie efficienti individuate dai due DM che potevano risultare penalizzate da un riconoscimento standard di cinque anni;
- introduce un periodo di riconoscimento maggiore (8 anni) per alcuni interventi significativi in aree urbane quali gli interventi per l'isolamento termico degli edifici, il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi, le applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo;

- introduce una serie di misure accompagnatorie che prevedono sia campagne nazionali di informazione e sensibilizzazione sull'efficienza energetica che finanziamenti e incentivi per l'effettuazione di audit energetici su edifici pubblici.

### 5.3.5. *I programmi promossi dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio*

#### Programma Tetti Fotovoltaici

Il "Programma Tetti Fotovoltaici", è finalizzato alla realizzazione nel periodo 2000-2004, di impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 20 kWp collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione e integrati/installati nelle strutture edilizie, poste sul territorio italiano. Il Programma è organizzato in due Sottoprogrammi: uno rivolto a soggetti pubblici e direttamente curato dal Ministero dell'Ambiente e l'altro indirizzato, attraverso le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano, ai soggetti pubblici e privati. Il programma finanzia con incentivi a fondo perduto l'installazione degli impianti con un contributo pari che va dal 65% al 75% del valore degli investimenti.

#### Sottoprogramma nazionale per enti pubblici

Lo stanziamento, di 20 ML€ è destinato a Comuni capoluogo o insistenti in aree protette, Province, Università, Enti Nazionali di Ricerca, ed è seguito direttamente dal Ministero dell'Ambiente.

Per il primo Sottoprogramma i Comuni capoluogo, i Comuni insistenti in aree protette, le Province, le Università, gli Enti Nazionali di Ricerca, potevano presentare i progetti direttamente al Ministero dell'Ambiente: sono stati presentate 704 richieste di finanziamento, di cui 588 entro i termini di scadenza del bando. Moltissimi dei progetti presentati provengono da Regioni dell'Italia meridionale. Viene inoltre aggiornata costantemente la pagina internet del Ministero dell'Ambiente in cui vengono mostrate direttamente le foto delle realizzazioni<sup>26</sup>.

#### Sottoprogramma bandi regionali

Questo Sottoprogramma è stato gestito dalle Regioni. Ogni Regione ha stabilito con un bando di partecipazione le modalità di presentazione delle domande e di erogazione del contributo.

Il Ministero dell'Ambiente ha impegnato 44,5 ML€ destinati alle Regioni che a loro volta hanno emanato bandi per soggetti pubblici e privati

#### Sottoprogramma Alta Valenza Architettonica

Per stimolare la realizzazione anche in Italia di impianti fotovoltaici realmente integrati negli edifici è stato avviato il Programma "Fotovoltaico ad alta valenza architettonica". Il Programma prevede la realizzazione di impianti fotovoltaici integrati negli edifici ad alta valenza architettonica da realizzarsi presso amministrazioni pubbliche. Sono state impegnati 3,11 miliardi di vecchie lire.

Il Programma è partito con la pubblicazione di un bando volto a selezionare i migliori esempi di alta qualità di inserimento del fotovoltaico in architettura. Il programma si diversifica dagli altri Programmi in quanto in virtù del maggior costo dell'inserimento del fotovoltaico nelle strutture edilizie in integrazione rispetto alle applicazioni retrofit, viene accordata una maggiore percentuale di contributo pubblico (85%) e un maggior costo massimo del kWp installato (25 Ml lire/kWp).

È stata completata dal Ministero dell'Ambiente la valutazione dei progetti presentati.

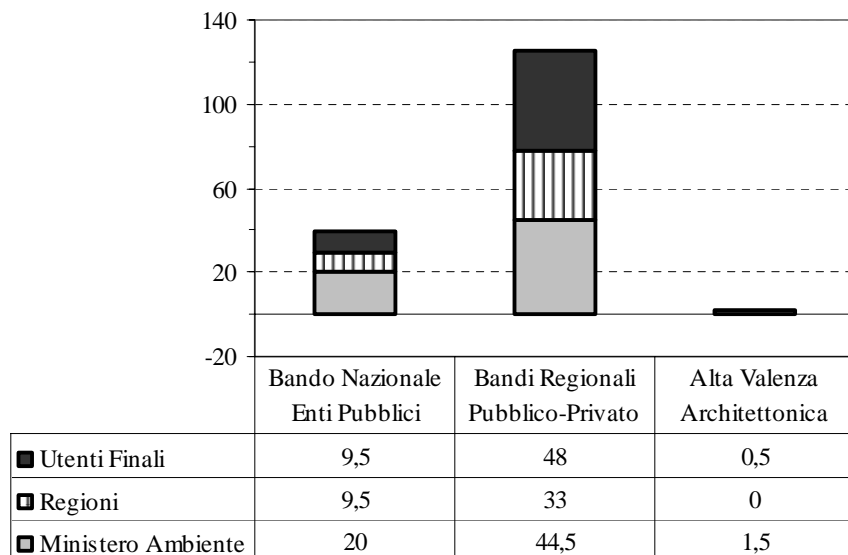
Il primo progetto in graduatoria è risultato quello proposto dal Comune di Firenze: l'intervento prevede una totale integrazione dell'impianto fotovoltaico nella struttura dell'Ospedale Pediatrico Meyer di Firenze e prevede la riqualificazione di tre edifici esistenti e la creazione di una serra

---

<sup>26</sup> [http://www.minambiente.it/Sito/settori\\_azione/iar/FontiRinnovabili/novita/progetti/programma\\_tf\\_progetti\\_ep.asp](http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/iar/FontiRinnovabili/novita/progetti/programma_tf_progetti_ep.asp)

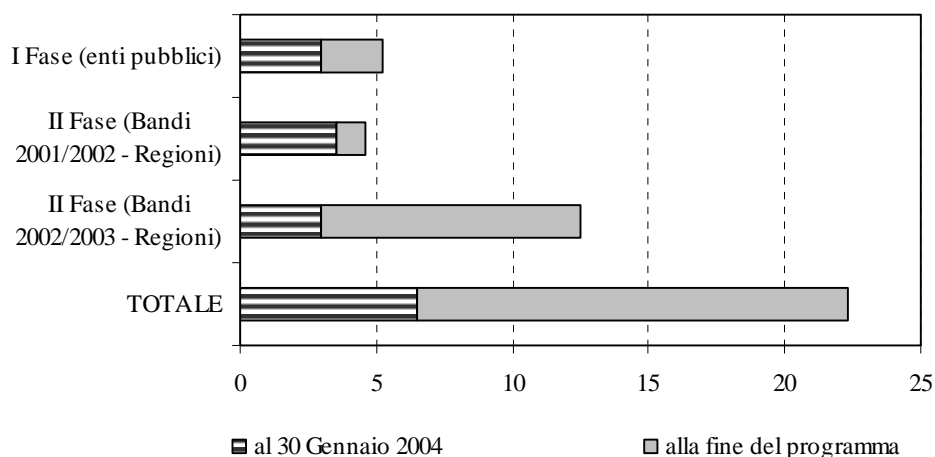
bioclimatica che abbracci i tre edifici, il fotovoltaico è integrato come sistema di trasparenza e di ombreggiamento sulla superficie vetrata della facciata-copertura della serra.  
 Nelle figure 5.3.2 e 5.3.3 vengono riportati i finanziamenti attivati e gli impianti realizzati e realizzabili dalle risorse impegnate.

Figura 5.3.2 - Risorse allocate per il Programma Tetti fotovoltaici (M€)



Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

Figura 5.3.3 - Risultati attesi per il Programma Tetti Fotovoltaici (potenza installata in MW)



Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

## Programma Solare Termico

I principali programmi avviati dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio per la promozione del solare termico sono un Bando Nazionale rivolto agli Enti locali e alle Aziende distributrici gas e il cofinanziamento di Bandi regionali rivolti a soggetti pubblici e privati.

### *Bando Nazionale per Enti Locali e Aziende Distributrici Gas*

Con il Decreto Direttoriale del 10 settembre 2001 (GU n. 291 del 15.12.2001) è stato finanziato il “Programma Solare Termico” rivolto alle amministrazioni pubbliche e aziende distributrici del gas per la realizzazione di impianti solari destinati alla produzione di calore a bassa temperatura integrati/installati nelle strutture edilizie. Il costo del programma è determinato in oltre 6 M€

### *Bando Regionali per enti pubblici e privati*

Con il Decreto Direttoriale del 24 luglio 2002 (pubblicato sulla GU del 30.9.2002 n. 229) sono state ripartite le risorse finanziarie pari a circa 15,5 M€(8,25 M€del Ministero dell’Ambiente e 8,25 M€ dalle Regioni) tra le Regioni e le Province Autonome che hanno aderito al “Programma Solare Termico”, per la realizzazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria attraverso incentivi in conto capitale nella misura massima del 30%.

Nella tabella 5.3.2 sono indicati i riferimenti dei Bollettini Ufficiali Regionali (BUR) sui quali è stato pubblicato il Bando relativo. Nelle Regioni per le quali non è indicato tale dato, sono in corso di attuazione le delibere di approvazione dei bandi.

Tabella 5.3.2 - “Programma Solare Termico”: importi da trasferire alle Regioni e Province Autonome

Regione/ Provincia autonoma	Importo da trasferire (€)	N. BUR e data
<b>Marche</b>	251.011	n. 5 del 16-01-03
<b>Toscana</b>	619.963	n. 13 del 26-03-03
<b>Piemonte</b>	755.658	n. 31 del 31-7-03
<b>Valle D’aosta</b>	20.362	n. 24 del 3-6-03
<b>Sardegna</b>	289.481	
<b>Bolzano</b>	77.366	
<b>Trento</b>	79.007	
<b>Veneto</b>	769.398	
<b>Friuli</b>	210.346	n. 23 del 4-6-03
<b>Liguria</b>	294.405	n. 29 del 16-7-03
<b>Emilia</b>	533.418	
<b>Umbria</b>	142.582	n. 12 del 19.3.03
<b>Lazio</b>	902.802	
<b>Abruzzo</b>	219.371	
<b>Molise</b>	58.116	
<b>Campania</b>	988.844	
<b>Puglia</b>	708.119	
<b>Basilicata</b>	107.227	
<b>Calabria</b>	363.589	
<b>Sicilia</b>	872.245	
<b>Totale</b>	<b>8.263.310</b>	

Fonte: Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio

## Programmi per la diffusione di fonti rinnovabili ed efficienza energetica in aree naturali protette

Realità delicate come le isole e le aree naturali protette richiedono una politica di sviluppo particolarmente attenta alle esigenze di tutela e valorizzazione del territorio, e quindi anche l'impatto ambientale del ciclo energetico dovrebbe essere particolarmente limitato. Per questo motivo il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha avviato dei programmi di diffusione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica nelle isole minori e nei parchi nazionali.

### *Il bando rivolto alle isole minori*

La maggioranza delle isole minori italiane non è connessa alla rete elettrica continentale, il fabbisogno elettrico è per la maggior parte dovuto al settore residenziale, la produzione di energia elettrica avviene per lo più mediante un parco di generazione diesel largamente sovradimensionato rispetto alla domanda di potenza invernale, per coprire i picchi di carico estivi. Non solo il valore di capacità installata pro-capite è grande, lo è anche quello del consumo elettrico pro-capite, dato che nelle isole l'elettrica è la principale forma di energia utilizzata. Gli alti costi del sistema, che renderebbero convenienti le rinnovabili, sono però nascosti dai sussidi che la Casa Conguaglio eroga alle imprese elettriche minori.

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il 28/11/ 1998, ha siglato un accordo di programma con l'ENEA nel cui ambito rientrava il progetto "Sostenibilità ambientale delle isole minori". Il 22/12/ 2000 lo stesso Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha firmato un accordo di programma con l'ANCIM (Associazione Nazionale Comuni Isole Minori) per l'attuazione di interventi di valorizzazione ambientale da realizzarsi da parte dei Comuni delle Isole Minori sedi di aree marine protette o in corso di istituzione, nonché dai Comuni delle Isole Minori interessate da Parchi Nazionali aventi perimetrazione a mare. Questi accordi prevedevano una politica coordinata di interventi per lo sviluppo delle isole minori, tra i quali la promozione della mobilità sostenibile, del risparmio energetico e dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

Per cofinanziare interventi in questi settori, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il 22/12/ 2000, ha impegnato la somma di 6,2 milioni di Euro: 3,6 milioni di Euro destinati ad interventi nel settore del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, 2,6 milioni di Euro per azioni nel settore della mobilità sostenibile. Il 21/4/ 2001 è stato quindi emanato un bando<sup>27</sup> pubblico rivolto ai comuni delle isole minori sedi di aree marine protette istituite o in corso di istituzione, che invitava le amministrazioni locali a presentare studi di fattibilità per la realizzazione di progetti nel campo energetico e della mobilità sostenibile.

Il bando ha riscosso grande attenzione: 30 isole hanno inizialmente manifestato interesse a partecipare al programma; di queste, 12 hanno poi effettivamente presentato progetti preliminari nel settore energetico: se tutti gli interventi proposti fossero realizzati si attiverebbero investimenti per più di 22 milioni di Euro.

Sono stati ammessi a finanziamento i progetti presentati dalle isole di Pantelleria, Ventotene, Gorgona, Giglio e Panarea (quest'ultimo in parte).

Gli interventi ammessi, mostrati nella tabella 5.3.3, dovranno essere realizzati entro il 2006; a fine 2003 risulta attivato solo il progetto di Ventotene.

---

<sup>27</sup> G.U. n.93 del 21/4/2001



Tabella 5.3.3 - Bando rivolto alle isole minori: gli interventi ammessi a finanziamento

Isola	Eolico (kW)	Fotovoltaico (kW)	solare termico (m <sup>2</sup> )	Risparmio energetico
<b>Pantelleria</b>	660	100	758	Campagna URE
<b>Ventotene</b>		114	494	Lampade, pompe
<b>Gorgona</b>	50		455	Caldaie, lampade
<b>Giglio</b>	535	14	346	Pompe
<b>Panarea</b>	studio	33	60	
<b>Totale</b>	<b>1.245</b>	<b>261</b>	<b>2.113</b>	

Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

Il programma del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio rivolto alle Isole Minori è stato insignito del Premio Speciale della giuria nella categoria "100 Comunità al 100% rinnovabili" per la Terza edizione della Campagna di Decollo delle fonti energetiche rinnovabili della Commissione Europea.

#### *Il bando rivolto ai parchi nazionali*

La legge quadro nazionale sulle aree protette (legge 394/91, art. 7) prevede incentivazioni economiche a favore dei comuni e province il cui territorio è compreso entro il perimetro di parchi nazionali e regionali, attribuendo priorità per interventi e opere inserite nel piano dei parchi tra cui strutture per l'utilizzazione delle fonti energetiche a basso impatto ambientale nonché interventi volti a favorire l'uso di energie rinnovabili.

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha stanziato 2,4 milioni di Euro e il 5/7/2002 ha emanato un bando, rivolto agli Enti Gestori dei parchi nazionali italiani, per interventi di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili e mobilità sostenibile.

Hanno partecipato al bando nel settore energetico il Parco dell'Aspromonte ed il Parco del Cilento e Vallo di Diano.

#### 5.4. IL RUOLO DELLE REGIONI E DELLE PROVINCE AUTONOME

Tutte le Regioni italiane hanno attivato iniziative nel campo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), mediante tre principali linee di intervento.

La prima si realizza attraverso i programmi "Tetti Fotovoltaici", "Solare Termico e "Isole minori", in attuazione dei decreti del Ministero dell'Ambiente emanati a partire dal 2000.

La seconda opera attraverso le misure specifiche previste all'interno dei Programmi Operativi Regionali (POR) finanziati con i Fondi Strutturali del Quadro Comunitario di sostegno 2000-2006 dell'Unione Europea. La terza utilizza i fondi previsti dalla Legge 448 del 1998 (*carbon tax*).

Le Regioni operano anche attraverso iniziative autonome promosse nell'ambito di Leggi e Delibere Regionali e nei Piani Energetici Regionali, dove sono fatte valutazioni delle potenzialità, dell'impatto e dei benefici ambientali nonché degli investimenti necessari e dell'apporto all'offerta locale,

Sono delineati nel seguito gli assi portanti della politica di intervento delle singole Regioni e Province Autonome nel settore delle rinnovabili.

- In **Abruzzo** gli interventi nel settore delle FER riguardano soprattutto la partecipazione al “Programma Tetti Fotovoltaici” di cui al decreto del Ministero Ambiente e Tutela del Territorio (MATT) marzo 2001. Sono stati emessi due bandi nel dicembre 2001 e nel febbraio 2003. Precedentemente, nel 1998, era stata emanata la legge n. 80: “Norme per la promozione e lo sviluppo e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e del risparmio energetico” Successivamente modificata con la legge regionale n. 84 del 1999. La produzione di energia elettrica da FER nella Regione è stata al 2001 di 1477,2 GWh derivante quasi esclusivamente da impianti idroelettrici, con una piccola produzione anche da impianti eolici e fotovoltaici.
- In **Basilicata**, gli interventi per le FER riguardano i Fondi Strutturali e i “Tetti fotovoltaici”. Nel 2001 la Regione ha emesso un bando per la concessione dei contributi per il Fotovoltaico (FV). Il PEAR del 2000 valuta le potenzialità di tutte le FER, compresi i rifiuti solidi urbani. Nel maggio 2002 è stato emesso un altro bando, nell’ambito del POR, per la concessione dei contributi per le FER e il Risparmio energetico. Nel 2001 la produzione di energia elettrica da FER nella Regione è stata pari a 251,6 GWh, ottenuta da impianti idroelettrici (75,8%), da impianti eolici (9,1%) e da impianti a biomasse (9,0%).
- In **Calabria** gli interventi per le FER sono parte della misura 1.11 (Energie pulite e reti energetiche) del POR. Le Province hanno emesso i Bandi per la richiesta di contributi. La Regione ha partecipato al “Programma Tetti Fotovoltaici” con un Bando del 2001. Nel PEAR recentemente approvato sono stati inseriti una serie di obiettivi. La portata degli obiettivi individuati porterebbe al risparmio del 6% di combustibili fossili in ingresso alle centrali elettriche tradizionali. La produzione elettrica da fonti rinnovabili nella regione è stata nel 2001 pari 887,5GWh, di cui 91% idroelettrica, 9% da biomasse e in piccolissima parte da impianti eolici.
- In **Campania** gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano la partecipazione al “Programma Tetti Fotovoltaici” e l’utilizzo dei fondi derivanti dalla “carbon tax”. In relazione con la misura 1.12 del POR, è stato emesso da parte della Regione Campania un bando di sostegno alla realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il bando relativo al “Programma Tetti Fotovoltaici” è stato emesso nel gennaio del 2002. Mentre nel marzo 2003 sono stati assegnati i contributi derivanti dalla “carbon tax” relativi a diversi interventi tra cui quelli destinati alle fonti rinnovabili. Relativamente alla normativa in materia di energia, in data 15/11/2001 la Giunta Regionale con delibera n. 6148 ha approvato le procedure ed indirizzi per l’installazione di impianti eolici sul territorio della Regione Campania. In data 25/11/2002 è stata pubblicata sul bollettino ufficiale regionale la delibera n. 4818 “Approvazione delle linee guida in materia di politica regionale e di sviluppo sostenibile nel settore energetico”. Il PEAR, in corso di approvazione, contiene molti impegni per lo sviluppo delle FER. La produzione di energia elettrica da FER nel 2001 è stata di 1040,8 GWh ottenuta da impianti idroelettrici (42,6%), eolici (51,7%), biomasse (5,5%) e fotovoltaici (0,2%).
- In **Molise** gli interventi nel settore FER riguardano soprattutto la partecipazione al “Programma Tetti Fotovoltaici”. La legge regionale del 1999 in applicazione del D.Lgs. 112/98, assegna funzioni e compiti della Regione e delle Province in materia di energia. Per i “Tetti fotovoltaici” è stato emesso un apposito bando. Nella bozza di PEAR elaborato dalla Regione sono state fatte valutazioni sulle potenzialità di sviluppo delle FER. Al 2001 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 217,8 GWh da impianti idroelettrici (72%) e eolici(28%).
- In **Sardegna** anche, gli interventi per le FER riguardano la partecipazione al “Programma Tetti Fotovoltaici”, con la pubblicazione di un bando nel 2001, seguito da un bando nel 2002 per il solare termico, con finanziamenti “Carbon tax”. Il PEAR già approvato contiene

valutazioni ed obiettivi relativi allo sviluppo delle FER. La produzione di energia elettrica da FER è stata nel 2001 pari a 274 GWh da impianti idroelettrici per circa il 68,5%, da biomasse per il 18,5%, eolici per il 12,7% e fotovoltaici per il resto.

- Nel **Lazio** gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano i fondi strutturali e la partecipazione al “Programma Tetti Fotovoltaici” del Ministero dell’Ambiente. In relazione con la misura 1.3 (Produzione di fonti energetiche rinnovabili) del Documento Unico di Programmazione (DOCUP), è stato emesso da parte della Regione Lazio un bando di sostegno alla realizzazione di interventi per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per l’uso razionale dell’energia. Il bando relativo al “Programma Tetti Fotovoltaici” è stato emesso nel settembre del 2001. La delibera del Consiglio regionale del Lazio del 14/02/2001 n. 45, approva il PEAR, nel quale sono definiti obiettivi per lo sviluppo delle FER. Nel 2001 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 1245,5 GWh, quasi totalmente idroelettrica (92,4%) e la restante parte da biomasse.
- In **Puglia** è stato attivato il “Programma Tetti Fotovoltaici” con un bando nel 2001 e un altro nel 2003. Con delibera della Giunta regionale nel 2002 è stato approvato uno studio per il PEAR, dove sono fatte valutazioni per lo sviluppo delle FER. La produzione di energia elettrica da FER nel 2001 è stata di 576,7 GWh con il 77% di eolico, 22% di biomasse e altre minori.
- In **Sicilia** gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano i Fondi Strutturali, la partecipazione al “Programma Tetti Fotovoltaici” del MATT e la stipula di un Accordo di Programma Quadro per l’Energia tra il MATT e la Regione Sicilia. Con riferimento alla misura 1.17 (Diversificazione della produzione energetica) del Programma Operativo Regionale, è stato emesso da parte della Regione Sicilia un bando per la richiesta e l’erogazione del contributo per la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Il bando relativo al “Programma Tetti Fotovoltaici” è stato emesso nell’ottobre del 2002. Nel settembre del 1999 è stata approvata un’Intesa di Programma tra lo Stato e la Regione. Tra i diversi settori di intervento è presente quello dell’energia, per il quale si è realizzato un apposito Accordo di Programma Quadro. Tale Accordo di Programma, del maggio 2002, prevede interventi volti all’autoproduzione energetica da risorse rinnovabili. Nel 2001 l’energia elettrica prodotta da FER è stata pari a 94,5 GWh, di cui 13,8 da biomasse, 6,0 eolica ed il resto idroelettrica.
- In **Emilia Romagna** la Regione ha aderito al primo e al secondo “Programma Tetti Fotovoltaici” del 2001 e del 2002. La Regione ha aderito anche al “Programma Solare Termico”. Nel 2001 la Regione ha approvato il DGR: Piano regionale di azione in materia di uso razionale dell’energia, risparmio energetico, valorizzazione delle FER e limitazione dei gas serra. La Regione ha approvato inoltre il PEAR pubblicato sul BUR nel gennaio 2003, in cui sono stabiliti degli obiettivi per le FER e l’abbattimento delle emissioni inquinanti. Nel 2001 la produzione di energia elettrica da FER è stata di 1427,3 GWh, che costituisce il 5,7% della richiesta di energia elettrica nella regione. La produzione maggiore è idroelettrica (per oltre due terzi), seguita dalle biomasse.
- In **Friuli Venezia Giulia** la Regione ha dedicato particolare attenzione alla mini-idraulica e alle biomasse. Sono state approvate dalla Regione numerose delibere di Giunta a favore dello sviluppo delle FER ed una legge quadro sull’energia. La Regione ha aderito alla proposta del MAT di cofinanziamento del “Programma Tetti Fotovoltaici” e del Programma “Solare termico”. Sono stati attivati inoltre i programmi dei Fondi Strutturali per la valorizzazione delle fonti energetiche rinnovabili. La Regione ha recentemente approvato nel maggio 2003 una bozza di PEAR in attuazione della legge regionale del novembre 2002, in cui sono definiti

studi di valutazione delle potenzialità delle centrali idroelettriche e degli impianti di biomasse e rifiuti.

- Nel 2001 la produzione di energia elettrica da FER nella Regione è di 1662,6 GWh, di cui solo 46 GWh da biomasse ed il resto idroelettrica.
- In **Liguria** la Regione nel 2002 ha approvato una legge per regolare i compiti di Regione ed Enti Locali in materia di ambiente, difesa del suolo ed energia. La Regione ha aderito ai Programmi ministeriali “Tetti fotovoltaici” e “Solare Termico” ed inoltre ha attivato le misure per le FER previste nei Fondi Strutturali. La Regione ha approvato con delibera della Giunta regionale il PEAR nel 2002, dove sono state fatte le valutazioni sulle potenzialità delle FER. Nel 2001 in regione la produzione elettrica da FER è stata di 286,8 GWh, di cui 21,3 da biomasse, solo 1,5 eolica e la restante parte idroelettrica.
- In **Lombardia** la Regione ha attivato i programmi ministeriali relativi alle FER: per i “Tetti Fotovoltaici” sono stati emanati i relativi Bandi; anche per il “Solare Termico” è stato emanato un apposito bando. Inoltre la Regione ha attivato i programmi dei Fondi Strutturali per le FER. Il PEAR della Regione contiene un dettagliato quadro di valutazione per le FER sia delle potenzialità delle singole fonti sia degli investimenti effettuati dal 1984 al 2000, valutate in circa 2500 miliardi di vecchie lire. Nel 2001 la produzione di energia elettrica da FER in regione è stata pari a 13435,8 GWh, di cui 1019,4 da biomasse e la restante parte idroelettrica.
- Nelle **Marche** la Regione ha emanato dal 2000 al 2003 diverse deliberazioni a favore dello sviluppo delle FER. L’ultimo di queste (marzo 2003) prevede la ripartizione dei fondi nel Bilancio di previsione 2003 della Regione per incentivare il risparmio energetico e le FER. La Regione ha aderito ai programmi ministeriali dei “Tetti Fotovoltaici” e “Solare Termico”. Il PEAR della Regione è in corso di elaborazione. Nel 2001 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 467,8 GWh, di cui 22,6 da biomasse e la restante parte idroelettrica.
- In **Piemonte** la Regione ha sviluppato molte iniziative in campo energetico e rispetto al risparmio energetico e FER. Il DGR del luglio 2002 contiene il programma regionale di applicazione delle norme per la concessione dei contributi a favore della produzione e utilizzazione delle FER nel settore agricolo. La Regione ha aderito ed avviato i programmi ministeriali “Tetti Fotovoltaici” e “Solare Termico”. Il PEAR, approvato dalla Giunta regionale nel 2002, contiene valutazioni sulle potenzialità delle FER, in particolare per le biomasse ed una attenzione allo sviluppo del solare termico. Nel 2001 la produzione di energia elettrica da FER è stata pari a 6653,5 GWh, di cui 122,6 GWh da biomasse e la restante parte idroelettrica.
- In **Toscana** la Regione ha promosso ed attivato diversi programmi regionali e locali per lo sviluppo delle FER. In particolare con la Delibera di ottobre 2001 vengono definiti gli Accordi Volontari settoriali per lo sviluppo dell’energia solare termica e fotovoltaici con l’assegnazione di fondi alle province con le Agenzie per l’energia. La Regione ha aderito ai programmi ministeriali “Tetti Fotovoltaici” e “Solare Termico”. Gli Accordi Volontari sono stati definiti anche per l’utilizzo delle biomasse legnose di origine agricola o forestale a fini energetici. La Regione ha anche attivato i programmi relativi ai Fondi Strutturali, emettendo gli appositi bandi. Il PEAR era stato approvato dal Consiglio Regionale nel gennaio del 2000, con un dettagliato programma di sviluppo delle FER, inclusi la geotermia e l’eolico. Nel 2001 l’energia elettrica prodotta da FER nella regione, è stata pari a 5422,5 GWh, di cui 4506,6 GWh da geotermia, 134,4 da biomasse, 780 idroelettrica e solo 1,6 eolica.

- In **Umbria** la Regione ha varato la Legge di riordino delle funzioni del sistema regionale e locale in attuazione del D.Lgs. n. 112/98. La Regione ha aderito al programma ministeriale “Solare Termico” e i progetti sono in corso di approvazione. Per i “Tetti Fotovoltaici” la Regione non ha partecipato al rifinanziamento del progetto. L’impiego dei Fondi Strutturali ha riguardato sostanzialmente solo il risparmio energetico. Il PEAR, è ancora in corso di approvazione. Nel 2001 l’energia elettrica prodotta da FER è pari a 1529,3 GWh, di cui 19,4 di biomasse, 3,9 eolica e la restante parte idroelettrica.
- In **Veneto** la Regione la legge regionale del dicembre 2000 per la pianificazione energetica, l’incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle FER. Ha inoltre emanato nel 2003 la Legge per interventi agro-forestali per la produzione di biomasse. La Regione ha aderito ai programmi ministeriali “Tetti Fotovoltaici” e “Solare Termico”. Inoltre ha avviato i programmi relativi ai Fondi Strutturali. Il PEAR che è in corso di definizione, contiene valutazioni sulle potenzialità delle FER. Nel 2001 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 4460,9 GWh, di cui 313,2 da biomasse e la restante parte idroelettrica.
- In **Val d’Aosta** la Regione già dal 1993 aveva emanato norme in materia di risparmio energetico e sviluppo delle FER. La Regione ha aderito ai programmi ministeriali “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico”. Il PEAR approvato nell’aprile 2003 contiene diverse misure di contenimento dei consumi energetici e sviluppo delle FER. Nel 2001 la produzione di energia elettrica da FER ammonta a 3052,9 GWh, tutti di origine idrica.
- La **Provincia Autonoma di Bolzano** ha attivato norme per lo sviluppo delle FER già dal 1993. Ha aderito al “Programma Tetti Fotovoltaici”, emanando un proprio bando. Il Piano energetico che è stato approvato dalla Giunta nel 1997, contiene gli indirizzi e le linee di intervento anche per le FER. La Provincia è tuttavia da tempo all’avanguardia nello sviluppo delle FER, com’è dimostrato dal numero dei collettori solari per abitanti. Risultati eccellenti si hanno anche per le biomasse.
- La **Provincia Autonoma di Trento** risulta da molto tempo attiva nel campo della promozione delle FER, in particolare per la mini-idraulica e per le biomasse. Per il 2003 è stata emanata una deliberazione dalla GP: “Provvedimento per il risparmio energetico e l’utilizzazione di fonti alternative di energia” con i criteri per l’ammissione delle domande di contributi. La Provincia Autonoma ha aderito al “Programma Tetti Fotovoltaici”. La Provincia ha anche attivato programmi per le FER nell’ambito dei Fondi Strutturali. Il PEAR del 1998 è in corso di aggiornamento. La produzione di energia elettrica da FER nel 2001 nelle Province Autonome di Trento e di Bolzano, nel 2001 è stato pari a 10.622,7 GWh, di cui 68,5 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Tabella 5.5.1 - Produzione lorda di energia da impianti a fonti rinnovabili in Italia nel 2001 (GWh)

	Idrico	Eolico	Foto-voltaico	Geo-termia	Bio-masse	Totale	% Italia	% prod. lorda regionale	% su energia elettrica richiesta	Emissioni CO <sub>2</sub> evitate (kt)
<b>Piemonte</b>	6530,9				122,6	6653,5	12,1	38,4	24,8	4657
<b>Valle d'Aosta</b>	3052,9					3052,9	5,5	100	295,4	2137
<b>Lombardia</b>	12416,4				1019,4	13435,8	24,4	31,2	21,2	9405
<b>Trentino Alto A.</b>	10554,2				68,5	10622,7	19,3	96,2	182,8	7436
<b>Veneto</b>	4147,7				313,2	4460,9	8,1	14,5	15	3123
<b>Friuli Venezia G.</b>	1616,6				46	1662,6	3	22,4	17,5	1164
<b>Liguria</b>	264	1,5			21,3	286,8	0,5	2,1	4,2	201
<b>Emilia Romagna</b>	1049,9	4,5			372,9	1427,3	2,6	12,5	5,7	999
<b>Toscana</b>	779,9	1,6		4506,6	134,4	5422,5	9,8	26,7	26,7	2444
<b>Umbria</b>	1505,9	3,9			19,4	1529,3	2,8	41,5	26,1	1070
<b>Marche</b>	445,2				22,6	467,8	0,8	18,7	6,5	327
<b>Lazio</b>	1150,4				95,1	1245,5	2,3	4,3	5,8	872
<b>Abruzzo</b>	1433,8	42,2	1,1			1477,2	2,7	33,2	22,6	1034
<b>Molise</b>	156,5	61,2				217,8	0,4	17,8	15,4	152
<b>Campania</b>	443,2	538	2,6		57	1040,8	1,9	19,8	6,3	729
<b>Puglia</b>	2,7	446,3	0,2		127,5	576,7	1	2,2	3,4	404
<b>Basilicata</b>	190,8	38,1			22,7	251,6	0,5	19	9,4	176
<b>Calabria</b>	807,1	0,3			80,2	887,5	1,6	10,2	16,2	621
<b>Sicilia</b>	74,5	6	0,1		3,8	94,5	0,2	0,4	0,5	66
<b>Sardegna</b>	187,7	34,8	0,7		50,8	274,1	0,5	2,1	2,3	192
<b>Totale</b>	<b>46810,3</b>	<b>1178,6</b>	<b>4,8</b>	<b>4506,6</b>	<b>2587,3</b>	<b>55087,6</b>	<b>100</b>	<b>19,7</b>	<b>18,1</b>	<b>37209</b>

Fonte: elaborazioni ENEA su dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

## **Capitolo 6**

# **ELETTRICITÀ DA RINNOVABILI: I MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE**





## 6.1. IL QUADRO DI RIFERIMENTO

Le linee di sviluppo del settore delle rinnovabili (FER) per la produzione di energia elettrica sono essenzialmente da ricondursi alla stesura del PEN<sup>1</sup> del 1988. In precedenza, la legge 308/82, il CIP 15/89 e il CIP 34/90, che pur avevano dato i primi impulsi al mercato delle FER, erano risultati provvedimenti di modesta portata. È infatti soltanto con la legge 9/91 e 10/91, ispirate al PEN 1988, e con il conseguente provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi del 29 aprile 1992, il cosiddetto CIP6, che si inaugura in Italia un determinato programma di investimenti nel settore delle rinnovabili.

Il CIP6, tuttavia, non prevede un meccanismo di incentivazione riservato alle energie rinnovabili ma è esteso alle fonti cosiddette assimilate: si tratta di impianti che impiegano, per la generazione elettrica, recuperi di energia da altri processi, impianti di cogenerazione o altri impianti convenzionali. Il provvedimento non nasceva unicamente da considerazioni di carattere ambientale ma anche (e forse soprattutto) dalla necessità di coinvolgere capitali privati, in attesa della liberalizzazione del settore elettrico, sempre più necessari a contribuire a soddisfare la crescente domanda elettrica in un periodo in cui l'impresa pubblica, Enel, affrontava forti opposizioni alla localizzazione di nuove centrali e la moratoria sulle centrali nucleari.

Nel 1999, l'approvazione del D.Lgs 79/1999, meglio noto come decreto Bersani, di riforma e liberalizzazione del settore elettrico in attuazione della direttiva europea 92/97/CE, muta radicalmente la strategia di finanziamento delle energie rinnovabili introducendo il sistema dei Certificati Verdi (CV). Il nuovo meccanismo di incentivazione, forte delle critiche al sistema di finanziamento del CIP6, molto costoso e poco trasparente, è animato dalla volontà di riservare alle fonti rinnovabili i privilegi degli incentivi e legare il loro sviluppo ai nascenti obblighi internazionali di salvaguardia dell'ambiente e incremento della sicurezza degli approvvigionamenti. Il decreto Bersani, tuttavia, non annulla il programma CIP6 che rimane valido sino alla scadenza contrattuale delle convenzioni ma gli sovrappone il nuovo sistema di incentivazione, quello dei CV, facendo sì che i due sistemi, molto diversi nel loro funzionamento, siano destinati a coesistere per almeno un decennio.

Dal punto di vista del funzionamento, il CIP 6 è caratterizzato da una remunerazione degli impianti rinnovabili in conto energia, nota anche come "feed-in". In base a questo meccanismo, ad oggi il più utilizzato in Europa per l'incentivazione delle FER, un produttore riceve, per un certo periodo di tempo, un prezzo fisso e differenziato per tecnologia, in ragione dei kWh generati. Le modalità di erogazione e il quantitativo degli incentivi sono differenti da Paese a Paese; l'elemento caratterizzante è il fatto che questa energia viene ritirata al produttore ad un prezzo incentivato e quindi rivenduta sul mercato ad un prezzo inferiore. Gli oneri, derivanti dalla differenza, sono supportati dalla fiscalità generale o, come nel caso del CIP6, riversati sul prezzo dell'energia elettrica pagato dall'utente finale. Solitamente, pertanto, è il regolatore che, in base a valutazioni sulle esigenze di gettito fiscale o tariffario, decide il numero degli impianti autorizzati agli incentivi e le modalità di assegnazione delle concessioni.

Nel sistema dei CV, al contrario, il produttore cede l'energia elettrica al prezzo di mercato, determinato pertanto dalle regole per il settore rinnovabile proprie del mercato stesso, e separatamente il Certificato Verde. Il CV è un titolo, scambiabile tramite contratto bilaterale o su un mercato ad hoc, che attesta (certifica) l'avvenuta produzione di un quantitativo di energia rinnovabile la cui domanda è creata dall'imposizione di un obbligo di generazione da FER a

---

<sup>1</sup> Piano Energetico Nazionale approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988.

determinati soggetti. I soggetti obbligati, ovvero coloro che devono dimostrare il possesso dei Certificati Verdi, sono solitamente le imprese distributrici o produttrici di energia elettrica; l'ammontare dell'obbligo è in genere posto come percentuale sui volumi di energia elettrica trattata o prodotta dalla società. Ad esempio in Italia, come vedremo nel dettaglio, i produttori e gli importatori di energia, a seguito dell'obbligo introdotto con il decreto Bersani, devono immettere in rete una quota di energia elettrica prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili pari al 2% del totale. Prova di avere ottemperato all'obbligo sono i CV che avranno acquistato dai produttori di energia rinnovabile.

Da un sistema in cui l'energia elettrica veniva ritirata al produttore e ceduta al consumatore attraverso tariffe di incentivazione e di vendita regolate, ci si sta progressivamente avviando ad un sistema dove sia il prezzo dell'energia elettrica sia quello dell'incentivazione è dato dal mercato. Un produttore rinnovabile in questo nuovo contesto non costruirà il suo impianto a seguito di una concessione ma se il mercato, ovvero la domanda e il prezzo di energia elettrica e certificato verde, ne giustificheranno l'investimento.

Creare un mercato, tuttavia, non è un processo semplice; crearne due, uno per gli incentivi ed uno per l'energia elettrica, è ancora più complesso. Se da una parte abbiamo il mercato dei Certificati Verdi, sul lato energia, il regolamento di partecipazione alla borsa, che, come noto, non è stata ancora inaugurata, prevede un'ulteriore differenziazione nel mondo delle FER: da un lato limita l'accesso al mercato agli impianti minori di 10 MVA, una taglia significativa in questo settore, dall'altro prevede una differente modalità di partecipazione per gli impianti FER cosiddetti programmabili e per quelli non programmabili. A questo si deve aggiungere la necessità di garantire un periodo transitorio per gli impianti entrati in esercizio in passato con regole diverse.

I CV e il CIP6 non esauriscono il panorama delle FER: il grosso dell'energia rinnovabile è generato dai grandi impianti idroelettrici e geotermici precedenti al CIP6, a questi si sovrappongono meccanismi settoriali che definiscono la remunerazione di specifiche tecnologie rinnovabili quali ad esempio l'idroelettrico minore di 3 MW e il fotovoltaico minore di 20 kW.

Nei paragrafi che seguono viene presentata una panoramica del CIP6 e del mercato dei CV; verranno quindi illustrati i meccanismi di remunerazione complementari e presentata una visione prospettica della normativa del settore.

Tabella 6.1.1 - La remunerazione dell'elettricità da fonti rinnovabili

Tipologia d'impianto	GWh/anno stima	Remunerazione dell'energia	Componente incentivante	Periodo di applicazione	Note e fonti
CIP6 produzione impianti terzi	3.500 (nel 2001)	Costo evitato, generalmente per otto anni salvo convenzioni più lunghe.	In conto energia con incentivi differenziati per tecnologie, per otto anni	Dal 1992 al 1997, 6 graduatorie di impianti, ad oggi diversi impianti non sono ancora entrati in esercizio, per il primo decennio 2000 perdurare delle convenzioni	
CIP6 imprese di produzione e distribuzione	5.300 (nel 2001)				
Idro fluente, bacino, serbatoio < 3 MW	2898 (2002)	Remunerazione decrescente al livello di produzione. Fissa, indipendente dal costo dei combustibili fossili		Per impianti precedenti al 1/4/99, inclusi gli impianti che hanno terminato le incentivazioni CIP6	Del. AEEG 162/98; 82/99; 62/02
Fotovoltaico <20 kW		Scambio sul posto		Tutti gli impianti	Del. AEEG 224/00
Eccedenze	n.d.	Costo equivalente combustibile (CT) nelle ore piene; 92% del CT nelle ore vuote		Per tutti gli impianti che non vendono l'energia in diversa maniera	Del. AEEG 108/97
Impianti entrati in funzione dopo il 1/4/99 < 10 MVA non CIP6 non programmabili	914 (2002)	Ad oggi tramite contratto con cliente idoneo o in base alla 108/97, domani il GRTN ne ritira l'energia al prezzo medio di borsa <sup>2</sup>	Certificato Verde per otto anni	Impianti entrati in funzione dopo il 1/4/99	
Impianti entrati in funzione dopo il 1/4/99 > 10 MVA non CIP6		Ad oggi tramite contratto con cliente idoneo o in base alla 108/97, domani in borsa elettrica			
Impianti entrati in funzione prima del 1/4/99 e non inclusi in altri sistemi di incentivazione in particolare grande idro e geotermico	39.500	Ad oggi al prezzo di generazione (PG) se destinati al mercato vincolato o al prezzo del mercato libero; domani al prezzo di borsa			Rendita idro, possibilità di rifacimenti parziali o totali.

Fonte: AEEG

<sup>2</sup> Subordinato all'approvazione del decreto di recepimento della direttiva 77/2001/CE.

## 6.2. IL CIP6 DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI

È possibile semplificare il meccanismo del CIP6 ponendo da un lato i produttori ammessi che immettono l'energia elettrica in rete, dall'altro il gestore della rete (ieri Enel, oggi GRTN) che ritira obbligatoriamente tale energia ad un prezzo prefissato, in mezzo la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) che corrisponde le incentivazioni con i proventi raccolti dalla tariffa elettrica.

Gli impianti CIP6 possono essere classificati in: a) impianti di produttori terzi; b) impianti di imprese di produzione e distribuzione (di seguito nel testo prod. dist.), ovvero imprese municipalizzate o Enel stesso. La grande differenza, al di là della remunerazione dell'energia elettrica, che vedremo in seguito, consiste nella pratica di accesso agli incentivi. Al tempo del CIP6 la gestione e la programmazione del sistema elettrico era centralizzata ed Enel aveva ampia discrezionalità, in base a previsioni di domanda-offerta di energia, nello scegliere i progetti di terzi piuttosto che di altri prod. dist., incluso sé stesso.<sup>3</sup> Mentre gli impianti terzi, una volta approvati, venivano inclusi in graduatorie semestrali di cui si ha documentazione, gli impianti delle imprese di produzione e distribuzione e gli impianti di Enel venivano approvati sulla base di valutazioni di ordinaria programmazione di soddisfacimento della domanda e, ad oggi, risulta più difficile avere informazioni su quali e quanti impianti abbiano conseguito l'incentivazione CIP6.

Ad eccezione dei valori dei prezzi, fedelmente riportati, i valori riguardanti la potenza e la producibilità degli impianti CIP6 sono sempre stimati, pertanto potranno differire da altre fonti di dati. Tutti i dati non sono riservati ma sono stati raccolti da materiale di pubblico, se non facile, accesso.

### 6.2.1. Gli impianti

Le iniziative di terzi sono raccolte in nove graduatorie di cui soltanto le prime sei sono state validate mentre le ultime tre, a seguito della posizione di Enel che dichiarava superflua l'entrata in funzione di nuova capacità (1997), sono state annullate.<sup>4</sup> Nelle prime sei liste, al netto degli impianti successivamente rinunciati, sono elencati impianti per un totale di 8470 MW di cui circa 3000 MW di impianti rinnovabili; i rimanenti MW sono di impianti cosiddetti assimilati, ovvero impianti che impiegano carbone o gas prodotto da gassificazione di combustibili o residui, combustibili di processo o di giacimenti minori, impianti cogenerativi che soddisfino un determinato indice energetico; 2511 MW, infine, rientrano nel programma CIP6 in virtù di accordi precedenti di Enel per la cessione di energia elettrica prodotta da impianti dei gruppi Edison, Fiat<sup>5</sup>, Sondel<sup>6</sup>, ed Ilva. Circoscrivendo l'esposizione alle sole energie rinnovabili, in tabella 6.2.1 sono riportate, per tipologia d'impianto, le potenze relative alle prime sei graduatorie.

Tabella 6.2.1 - Graduatorie CIP6 delle sole fonti rinnovabili (valori in MW)

Tipologia/Graduatoria	1a	2a	3a	4a	5a	6a	Totale
Biogas/Biomassa/Rifiuti	48	59	57	205	206	626	1201
Eolico	25	37	94	107	108	307	678
Idroelettrico	73	217	79	108	102	157	736
<b>Totale</b>	<b>146</b>	<b>113</b>	<b>230</b>	<b>420</b>	<b>416</b>	<b>1.090</b>	<b>2615 (A)</b>

(A) Al totale è opportuno aggiungere circa 300 MW di impianti cosiddetti esistenti.

Fonte: elaborazioni su dati da fonti diverse

<sup>3</sup> Per un'esauritiva descrizione della pratica di accesso al CIP6 si rimanda a *Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*, a cura di Luigi de Paoli e Arturo Lorenzoni; Franco Angeli.

<sup>4</sup> Cfr. decreto del Ministro dell'Industria Commercio ed Artigianato del 24 gennaio 1997.

<sup>5</sup> Il settore energia è oggi stato ceduto ad Edison.

<sup>6</sup> Edison.

Tabella 6.2.2 - Graduatorie CIP6 sopresse (valori in MW)

Tipologia/Graduatoria	7a	8a	9a
Biogas/Biomassa/Rifiuti	374	457	401
Eolico	399	673	452
Idroelettrico	277	166	131
<b>Totale</b>	<b>1.050</b>	<b>1.296</b>	<b>984</b>

Fonte: elaborazioni su dati da fonti diverse

Tabella 6.2.3 - Impianti in concessione CIP6 imprese di produzione e distribuzione (valori in MW)

Tipologia	MW
Rifiuti	110
Eolico	29
Idroelettrico	1.100
Geotermico	525
Fotovoltaico	4
<b>Totale</b>	<b>1.768</b>

Fonte: elaborazioni su dati da fonti diverse

A fronte di una potenza in concessione del settore idroelettrico sostanzialmente distribuita negli anni, è evidente il netto progresso delle concessioni ad impianti eolici ed ad impianti di energia da rifiuti e biomasse. Tale tendenza, in particolare per il settore eolico, è confermata dalle ultime tre graduatorie mai attuate (tabella 6.2.2).

La tabella 6.2.3, infine, riporta una possibile stima dei programmi di riconoscimento degli incentivi CIP6 ad impianti di proprietà di imprese di produzione e distribuzione.

### 6.2.2. Un primo bilancio

Il decreto Bersani<sup>7</sup> chiedeva, ai titolari delle concessioni CIP6 i cui impianti non fossero ancora entrati in esercizio, di presentare entro un anno, quindi entro il 1° aprile 2000, all’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG), le autorizzazioni necessarie alla loro realizzazione. Il mancato adempimento di tale obbligo comportava la decadenza al diritto di incentivazione.

Come abbiamo anticipato, il decreto Bersani garantisce la continuità dei contratti CIP6 e con l’articolo 15 comma 2 intende, da un lato, censire lo stato di avanzamento del programma, identificando gli impianti che non hanno ultimato i lavori e, dall’altro, introdurre un limite temporale all’entrata in funzione degli impianti in modo tale da stabilire un “*quadro temporale certo delle realizzazioni*”.

Questo intento normativo era funzionale sia alla stima dei costi futuri del CIP6 sia alla stima dei quantitativi di energia CIP6 che si sarebbe sovrapposta, con le interdipendenze che vedremo poi, al nuovo meccanismo dei CV.

L’attività dell’AEEG si esplicitava in tre delibere di cui le prime due, 175/00 e 144/01, riportavano l’elenco degli impianti che, avendo presentato le autorizzazioni, vedevano confermate le concessioni CIP6 ed una terza delibera, la 151/01, che, al contrario, riportava l’elenco degli impianti esclusi.

<sup>7</sup> Art. 15 comma 2.

Tabella 6.2.4 - Impianti confermati ed esclusi dalle convenzioni CIP6 (potenze espresse in MW)

	Impianti originariamente ammessi al CIP6	Impianti che vedono confermato il diritto alle concessioni			Impianti che vedono decadute le convenzioni	
		MW	MW	MW	%	MW
<b>Terzi</b>						
Idro	737	25	37	8%	48	6%
Eolica	678	302	109	61%	25	4%
Fotovoltaico	1					
Biomasse e rifiuti	1.201	303	218	43%	308	26%
<b>Totale</b>	<b>2.617</b>	<b>630</b>	<b>364</b>	<b>38%</b>	<b>381</b>	<b>15%</b>

<b>Produttori e Distributori</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>	<b>%</b>	<b>MW</b>	<b>%</b>
Idro	1.100	1	178	16%	242	22%
Eolica	29			-		
Fotovoltaico	4					
Geotermica	525		235	45%	105	20%
Biomasse e rifiuti	117	83	31	97%	3	3%
<b>Totale</b>	<b>1.775</b>	<b>84</b>	<b>444</b>	<b>30%</b>	<b>350</b>	<b>20%</b>

Fonte: AEEG: (delibere 175/00, 144/01, 151/01)

Confrontando gli impianti raccolti nella graduatoria CIP6 di terzi e la stima degli impianti delle imprese di produzione e distribuzione con i contenuti delle delibere dell'AEEG, è possibile provare a fornire un bilancio, se pur provvisorio, del CIP6 all'anno 2000. La provvisorietà è dovuta ad una possibile erronea valutazione degli impianti in concessione CIP6 all'origine, in particolare per le imprese di produzione e distribuzione, dal mancato adempimento all'obbligo dell'art. 15 comma 2 da parte di qualche operatore, dall'entrata in funzione di qualche impianto rinnovabile nel periodo compreso tra la pubblicazione del decreto Bersani e il 1° aprile 2000, dalle prescrizioni dell'articolo 34 della legge 12/1272002 n° 273 che prolunga al 31 dicembre 2002, il periodo di tempo entro il quale presentare all'AEEG le autorizzazioni necessarie.<sup>8</sup>

Per quanto riguarda gli impianti di terzi: meno del 50% degli impianti originariamente ammessi era entrato in funzione; il 38% era in possesso delle autorizzazioni necessarie alla costruzione dell'impianto e vedeva pertanto confermata la validità della convenzione CIP6; il 15% non produceva le autorizzazioni e perdeva diritto alle incentivazioni. Le percentuali di successo erano molto diverse per tecnologia: mentre per l'idroelettrico il programma CIP6 poteva considerarsi ultimato, per eolico, biomasse e rifiuti oltre il 60% della capacità iniziale doveva ancora entrare in funzione. Tuttavia mentre per l'eolico il processo autorizzativo vedeva confermato il 61% degli impianti, per biomasse e rifiuti superava la verifica solo il 43% degli impianti originariamente ammessi ed il 26% perdeva diritto alle incentivazioni. Una simile valutazione, con maggiore approssimazione, può essere fatta per gli impianti delle imprese di produzione e distribuzione

### 6.2.3. La remunerazione degli impianti CIP6

La remunerazione degli impianti CIP6 rinnovabili è composta dalla somma di due voci:

- il costo evitato di generazione, a sua volta composto da costo evitato di impianto, costo evitato di manutenzione e costo evitato di combustibile;
- l'incentivo specifico per tecnologia.

<sup>8</sup> che comunque devono essere state conseguite entro il 1° aprile 2000.

Il costo evitato di generazione (si ricordino le finalità per le quali era stato inaugurato il CIP6) corrisponde teoricamente al costo che al tempo Enel avrebbe dovuto affrontare per produrre l'energia elettrica che gli viene alternativamente fornita dall'impianto CIP6.

L'incentivo specifico per tecnologia corrisponde, invece, a una maggiorazione della remunerazione degli impianti rinnovabili in proporzione alla stima dei costi delle diverse tecnologie e rappresenta il riconoscimento del valore ambientale degli impianti<sup>9</sup>.

Tale remunerazione viene normalmente riconosciuta per un periodo di otto anni sia per gli impianti di terzi che per gli impianti delle imprese di produzione e distribuzione<sup>10</sup>.

#### 6.2.3.1. Componente di costo evitato di generazione

L'avvio del meccanismo CIP6 era influenzato dal timore che il decommissionamento delle centrali nucleari Enel e le difficoltà nella costruzione di nuovi impianti convenzionali determinassero un periodo di scarsa capacità. Il principio col quale si riteneva giusto remunerare gli impianti che fornivano capacità, fossero essi rinnovabili o convenzionali, era pertanto quello del costo evitato, ovvero il riconoscimento del costo che Enel avrebbe dovuto sostenere per produrre energia elettrica. Vennero dunque presi a riferimento i costi di investimento, di O&M<sup>11</sup> e di combustibile stimati per l'impianto di Trino Vercellese, ai tempi l'ultimo impianto ordinato da Enel.

I costi capitali e quelli di O&M vengono spalmati su un'assunzione di funzionamento annuo di 6000 ore per determinare il costo evitato da corrispondere agli impianti CIP6 che percepiscono una tariffa invariata durante tutte le ore dell'anno (prezzo indifferenziato) e di 3600 ore per gli impianti che invece vengono remunerati con un prezzo differenziato tra le ore piene e le ore vuote (nel caso degli impianti rinnovabili, unicamente l'idroelettrico > 3 MW).

Nella stima dei costi si suppone che i costi d'investimento siano ammortizzati in un periodo di 15 anni ad un tasso del 7%.

Tabella 6.2.5 - Caratteristiche della centrale di Trino Vercellese, riferimento per la valutazione del costo evitato di generazione (CIP6 1992)

Potenza elettrica netta	345 MW
Ore funzionamento anno	6000 per il <i>base load</i> - 3600 per le ore di punta
Costo manutenzione	27,4 €/kW
Rendimento energetico netto	45,9%
Investimento €/kW	723
Numero addetti	85
Costo medio anno per addetto	36.152

Fonte: CIP6

<sup>9</sup> Nella descrizione della remunerazione degli impianti CIP6 ci soffermeremo unicamente sulle tariffe riconosciute agli impianti "dedicati" ovvero che cedono l'intera potenza dell'impianto (cessione di tipo A nelle tabelle della Cassa Conguaglio Settore Elettrico - CCSE), ai quali non sia stato corrisposto in passato altro incentivo. Le tabelle CIP6 sono infatti molto più complesse di quelle presentate di seguito; in esse si devono infatti distinguere le tariffe riconosciute agli impianti "dedicati" e agli impianti che cedono le eccedenze (vedi anche del. 108/97) a ciascuna di quali corrispondono due tabelle: la prima (quella che viene esposta nel testo) riporta la tariffa piena riconosciuta, la seconda contempla delle riduzioni per gli impianti che abbiano percepito altri incentivi. Inoltre le tabelle CCSE forniscono valori di acconto per l'anno in corso e valori di conguaglio per l'anno precedente, i valori corrisposti alle imprese di produzione e distribuzione i cui impianti siano entrati in funzione in anni diversi, oltre che agevolazioni particolari per alcuni impianti singoli.

<sup>10</sup> Questo è sempre vero per la componente incentivante specifica per tecnologia; tuttavia in alcuni casi, in presenza di convenzioni con Enel siglate a suo tempo che prevedevano cessione di energia elettrica per un periodo più lungo, viene unicamente riconosciuta la componente di costo evitato di generazione. Il decreto Bersani prevede comunque che per le imprese di produzione e distribuzione il periodo di cessione in CIP6 sia limitato a otto anni.

<sup>11</sup> O&M: Operation and Maintenance. La voce comprende i costi di esercizio, di manutenzione e le spese generali connesse.

Come costo del combustibile viene preso a riferimento il costo per le forniture di centrali elettriche con consumi superiori ai 50 milioni di m<sup>3</sup> anno. Per il primo anno si era stimato un costo di 8,4182 c€/m<sup>3</sup> che, con un'efficienza di centrale del 45,9%, dava un costo di 1,9109 c€/kWh.

I costi di impianto e i costi di manutenzione vengono aggiornati annualmente dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) in base all'indice ISTAT dei prezzi al consumo dell'anno precedente; il costo del combustibile è aggiornato a seconda delle variazioni di prezzo registrate nei contratti di fornitura delle centrali elettriche (contratto Snam-Confindustria)<sup>12</sup>.

La tabella 6.2.6 riporta l'evoluzione delle tre componenti che costituiscono la voce di costo evitato dal 1992 al 2002.

Tabella 6.2.6 - Costo evitato generazione dal 1992 al 2002 (c€/kWh)

Costo evitato/anni	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Impianto	1,34	1,42	1,48	1,53	1,61	1,67	1,70	1,74	1,76	1,81	1,86
Manutenzione	0,46	0,49	0,51	0,53	0,56	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,64
Combustibile	1,91	2,07	2,26	2,47	2,83	3,02	2,44	2,55	4,48	4,49	3,96
<b>Totale (A)</b>	<b>3,72</b>	<b>3,98</b>	<b>4,25</b>	<b>4,54</b>	<b>4,99</b>	<b>5,27</b>	<b>4,73</b>	<b>4,88</b>	<b>6,85</b>	<b>6,92</b>	<b>6,46</b>

Fonte: Cassa Conguaglio Settore Elettrico (aggiornamenti annuali)

Dalla tabella 6.2.6 è possibile notare come il costo evitato di impianto e O&M sia progressivamente incrementato negli anni in ragione delle variazioni annue dell'inflazione mentre il costo evitato di combustibile abbia seguito il prezzo del petrolio. Gli andamenti di queste componenti rappresentano, in un modo o nell'altro, due delle principali problematiche del disegno del CIP6:

- avere legato il costo evitato di combustibile all'andamento del prezzo del gas naturale ha significato che i costi di remunerazione degli impianti rinnovabili abbiano sostanzialmente seguito gli andamenti del prezzo del petrolio. A fronte di un programma di incentivazione piuttosto generoso, il CIP6 non stacca una quota della generazione nazionale dal prezzo del greggio. Un operatore di impianto rinnovabile, che non sostiene il costo combustibile, nel 1998 riceveva 4,73 c€/kWh e tre anni dopo 6,92 c€/kWh;
- l'aggiornamento in base all'inflazione del costo evitato di impianto e O&M ha determinato un continuo incremento nel tempo delle tariffe, le quali, per contro, non sono state aggiornate in considerazione del fatto che i costi per la costruzione e la manutenzione dell'impianto di riferimento siano notevolmente diminuiti negli anni. Al pari, l'aggiornamento del costo combustibile non ha mai preso in considerazione gli incrementi di efficienza della generazione termoelettrica dell'impianto evitato. Questo aspetto, che ritroveremo in seguito nell'analisi dei costi specifici di tecnologia, ha fatto sì che un impianto che entrava in funzione nel 1993 veniva remunerato sulla base di una stima pressoché reale del costo evitato del tempo, mentre un impianto che, pur conseguendo la concessione nel 1993, entra in funzione nel 2002 percepisce una tariffa rivalutata negli anni senza tenere conto che il costo evitato di un impianto nel 2002 risulta quasi la metà di quello riconosciuto.

<sup>12</sup> Dal momento che i dati relativi a inflazione e variazione dei contratti di fornitura gas sono noti a fine anno, durante l'anno la CCSE provvede a fornire dei valori di acconto per la remunerazione degli impianti CIP6 per poi procedere al conguaglio nell'anno successivo (i valori di acconto di un anno corrispondono sostanzialmente ai valori di conguaglio dell'anno precedente).



### 6.2.3.2. Incentivo specifico per tecnologia

Se la componente di costo evitato di generazione rappresenta la remunerazione per la cessione dell'energia elettrica<sup>13</sup>, oggi al GRTN, ieri all'Enel, la componente specifica per tecnologia rappresenta l'incentivazione erogata per ogni kWh prodotto dagli impianti rinnovabili. Questa seconda componente che, a differenza della prima, varia secondo la tipologia d'impianto, è calcolata in base alla stima dei costi di costruzione. Il ritorno del capitale è previsto in otto anni, ovvero il periodo equivalente per il quale è prevista l'incentivazione. Al recupero del capitale nel tempo previsto è aggiunto un ulteriore incentivo pari al 40% del costo capitale dell'impianto di riferimento per la stima del costo evitato. Nella tabella 6.2.7 la prima colonna riporta il costo stimato espresso in € per kW installato per le diverse tecnologie; la seconda colonna il valore capitale dell'impianto a cui viene sottratta la componente già riconosciuta nel costo evitato di impianto (723 €/kW) e successivamente aggiunto il 40% dello stesso valore. Le ultime colonne riportano, nei valori originari, la componente riconosciuta per ogni kWh prodotto.

Tabella 6.2.7 - Costi riconosciuti per l'incentivo specifico di tecnologia

Tipologia d'impianto	€/kW	€/kW riconosciuto nell'incentivo <sup>14</sup>	Incentivo specifico per il primo anno (c€/kWh)		
			6000 ore	3600 ore	Ore vuote
Impianti idroelettrici (A)	1880	1446	-	6,71	-
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	1301	868	2,32		
Eolici e geotermici	1880	1446	4,03		
Fotovoltaici, rifiuti solidi urbani e biomasse	3181	2748	7,75		

(A): a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre i 3 MW

Fonte: CIP6

Come per la componente di costo evitato di impianto anche per l'incentivazione specifica per tecnologia è previsto un aggiornamento annuo da parte della CCSE in ragione della variazione dell'indice ISTAT. La tabella 6.2.8 riporta l'effetto dell'aggiornamento negli anni: si nota ancora il progressivo incremento della componente incentivante senza considerazione dei costi reali di impianto. La concomitanza di questi due fattori: l'aggiornamento delle tariffe e il ritardo nella costruzione degli impianti ha presto determinato un'eccessiva incentivazione per alcune tecnologie.

Tabella 6.2.8 - Costi riconosciuti per l'incentivo specifico di tecnologia 1992-2002 (c€/kWh)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Impianti idro (A)	6,71	7,07	7,39	7,68	8,08	8,41	8,58	8,74	8,88	9,11	9,37
Impianti idro ad acqua fluente fino a 3 MW	2,32	2,45	2,56	2,66	2,80	2,91	2,97	3,03	3,07	3,15	3,24
Eolici e geotermici	4,03	4,24	4,43	4,61	4,84	5,04	5,14	5,24	5,32	5,46	5,61
Fotovoltaici, rifiuti solidi urbani e biomasse	7,75	8,16	8,53	8,87	9,33	9,70	9,90	10,08	10,24	10,50	10,79

(A) idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre i 3 MW solo ore piene.

Fonte: Cassa Conguaglio Settore Elettrico: aggiornamenti annuali

<sup>13</sup> Tale componente infatti potrebbe essere paragonata del prezzo del PG (prezzo di generazione) dell'anno per stimare la parte extra incentivo riconosciuto agli impianti CIP6. Il PG infatti riconosce costo di combustibile e costo d'impianto per la generazione nazionale nel 2002 il PG è stato di 5,82 c€/kWh contro i 6,46 c€/kWh riconosciuti ai CIP6.

<sup>14</sup> Si tratta del valore della prima colonna che rappresenta il costo d'investimento a cui viene sottratto il costo di investimento stimato per la centrale di Trino Vercellese, che è già riconosciuto nel costo evitato di impianto, e a cui viene aggiunto il 40% dell'impianto stesso come puro incentivo.

Tabella 6.2.9 - Remunerazione complessiva degli impianti rinnovabili CIP6 (c€/kWh)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Impianti idro (A)	11,64	12,31	12,95	13,39	14,51	15,17	14,83	15,17	17,31	17,66	17,50
Impianti Idro ad acqua fluente fino a 3 MW	6,04	6,43	6,81	7,2	7,79	8,18	7,7	7,91	9,92	10,07	9,7
Eolici e geotermici	7,74	8,22	8,68	9,15	9,83	10,31	9,87	10,12	12,17	12,38	12,07
Fotovoltaici, rifiuti solidi urbani e biomasse	11,46	12,14	12,78	13,41	14,32	14,97	14,63	14,96	17,09	17,42	17,25

(A) idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre i 3 MW solo ore piene.

Fonte: Cassa Conguaglio Settore Elettrico (aggiornamenti annuali)

I valori riportati in tabella 6.2.8 devono essere sommati alla componente di costo evitato; la tabella 6.2.9 riporta pertanto la remunerazione complessiva degli impianti CIP6.

### 6.2.3.3. Tariffe CIP6 per gli impianti delle imprese di produzione e distribuzione

Proprio in relazione all'evidente incongruenza tra gli incentivi erogati e i reali costi sostenuti, nel 1999 l'AEEG, con la delibera 81/99, ha aggiornato i costi d'impianto sui quali calibrare la remunerazione degli impianti CIP6. La delibera, tuttavia, si applica unicamente agli impianti delle imprese di produzione e distribuzione entrati in funzione nei periodi 1997-1998, 1999-2000, 2001-2002. L'azione dell'AEEG si indirizza sulle due voci della tariffa CIP6:

1. componente costo evitato: per il quale viene valutato il costo di un impianto a ciclo combinato nel 1999 e viene imputato un diverso rendimento della centrale;
2. componente d'incentivazione specifica per tecnologia: per la quale vengono nuovamente imputati i costi capitali degli impianti rinnovabili.

La tabella 6.2.10 riporta le assunzioni originarie dei costi dell'impianto di riferimento, i valori riconosciuti al 1999 in base agli aggiornamenti CCSE e i valori stimati dalla AEEG per lo stesso anno. Come si può osservare, il costo di un impianto a nuovo nel 1999 risulta essere quasi la metà di quello riconosciuto nelle tariffe aggiornate dal CIP6; il miglioramento tecnologico sull'efficienza, inoltre, riduce la stima del costo evitato di combustibile.

Veniva così aggiornato il riconoscimento del costo evitato in ragione della data di entrata in esercizio dell'impianto: la valutazione al 1999 sarebbe stata di riferimento per un impianto entrato in funzione nel 2000-2001<sup>15</sup>, quindi venivano forniti i valori per gli impianti del biennio 1997-1998; 1999-2000; 2001-2002.

Tabella 6.2.10 - Stima dei costi d'impianto nel 1999 e confronto con i costi riconosciuti dal CIP6

	Valori riconosciuti (CIP6 1992)	Valori riconosciuti (CIP6 1999)	Stima di mercato (AEEG 1999)
Potenza elettrica netta	345 MW	345 MW	345 MW
Rendimento energetico netto	45,9%	45,9%	52,3%
Investimento €/kW	723	933	561

Fonte: AEEG (delibera 81/99; relazione tecnica)

<sup>15</sup> Viene supposto infatti un tempo di due anni per la costruzione dell'impianto.

Tabella 6.2.11 - Aggiornamento del costo evitato come da delibera 81/99 (€kW)

	<b>Impianti 97-98</b>	<b>Impianti 99-00</b>	<b>Impianti 01-02</b>	<b>Riconosciuto CIP6</b>
Costo d'impianto	1,36	1,16	1,03	1,74
Costo di manutenzione	0,47	0,40	0,36	0,60
Costo combustibile	2,31	2,23	2,14	2,55
<b>Totale</b>	<b>4,14</b>	<b>3,78</b>	<b>3,52</b>	<b>4,88</b>
Diminuzione %	<b>-15%</b>	<b>-23%</b>	<b>-28%</b>	

Fonte: AEEG (delibera 81/99; relazione tecnica)

Tabella 6.2.12 - Nuovi valori della componente incentivante (€kW)

	<b>CIP6 1999</b>	<b>Delibera 81/99</b>	<b>Fonte</b>
Idroelettrici >3 MW	2435	2446	Come da CIP6
Idro fluenti <3 MW	1685	1808	Come da delibera 162/98(1)
Eolico	2435	930	Libro Bianco
Geotermici	2435	2556	Libro Bianco
Fotovoltaici	4119	8263	Libro Bianco
Rifiuti solidi urbani	4119	4140	Libro Bianco (conforme al CIP6)
Biomasse e biogas	4119	2066	Libro Bianco

Fonte: AEEG (delibera 81/99; relazione tecnica)

Tabella 6.2.13 - Tariffe aggiornate della componente incentivante (c€kWh)

	<b>1997-1998</b>	<b>1999-2000</b>	<b>2001-2002</b>
Idroelettrici >3 MW	9,32	9,64	9,83
Idro fluenti <3 MW	3,57	3,88	4,11
Eolico	3,43	2,43	1,65
Geotermici	5,64	5,94	6,20
Fotovoltaici	15,77	18,70	22,13
Rifiuti solidi urbani	10,31	10,50	10,62
Biomasse e biogas	7,33	5,86	4,83

Fonte: AEEG (delibera 81/99)

Nella tabella 6.2.11 sono riportati i valori aggiornati rispetto al costo evitato previsto dal CIP6, nel 1999.

Per quanto riguarda la componente incentivante, i costi di tecnologia venivano aggiornati in base a informazioni di mercato e alla pubblicazione del Libro Bianco<sup>16</sup> (tabella 6.2.12).

I costi delle tecnologie rimanevano allineati con quelli riconosciuti dal CIP6 nel caso degli idroelettrici >3 MW e nel caso dei rifiuti solidi urbani; nel caso dell'eolico, della biomassa<sup>17</sup> e del biogas, i contributi del CIP6 risultavano più che doppi rispetto ai costi attualizzati al 1999, e venivano leggermente incrementati i contributi per gli impianti geotermoelettrici, e idroelettrici ad acqua fluente di potenza non superiore a 3 MW (tabella 6.2.13).

<sup>16</sup> Libro Bianco per la valorizzazione delle Fonti Rinnovabili (delibera CIPE del 6 agosto 1999).

<sup>17</sup> È utile ricordare che stiamo parlando di costi tecnologia e non di costi generazione nei quali per la biomassa in particolare pesa in maniera rilevante il costo di approvvigionamento di combustibile.

#### 6.2.3.4. Conclusione CIP6

Nel rapporto sulle attività del GRTN 2001-2002 viene riportata la spaccatura dei costi degli impianti CIP6.

Dalla tabella 6.2.14 è possibile evincere come il prezzo medio di incentivazione di tutti gli impianti in CIP6 sia stato di 9,16 c€/kWh a fronte di un ricavo medio di cessione di 5,02 c€/kWh<sup>18</sup>.

Come noto la differenza tra i costi di incentivazione e i ricavi di cessione di energia elettrica<sup>19</sup> è compensata da una maggiorazione nella tariffa elettrica dell'utente finale, riportata in bolletta sotto la voce A3.

Dalla tabella 6.2.14 risulta che le energie rinnovabili, che rappresentano il 17,7% della produzione CIP6, pesano il 22,9% sul totale dei costi. Erroneamente pertanto si attribuisce spesso il costo della componente A3 alla sola incentivazione delle energie rinnovabili. In essa confluiscono gli incentivi agli impianti assimilati ed influiscono considerevolmente le modalità di cessione dell'energia tramite asta per particolari categorie di clienti idonei.

In particolare osservando i costi esposti del CIP6 nel 2001 si giunge ad un costo addizionale di circa 0,75 c€/kWh per ogni kWh della domanda nazionale, di quali 0,22 sono imputabili al finanziamento degli impianti rinnovabili.

Tabella 6.2.14 - Quantità valore e prezzi unitari di acquisto di energia CIP6

	<b>GWh</b>	<b>Milioni di €</b>	<b>c€/kWh</b>
Totale acquisti impianti esistenti	4370	283,7	6,49
- fonti assimilate	2833	186,2	6,57
- fonti rinnovabili	1537	97,4	6,34
Totale acquisti impianti nuovi	42784	4038,8	9,44
- fonti assimilate	35956	3143,1	8,74
- fonti rinnovabili	6828	895,7	13,11
<b>TOTALE</b>	<b>47153</b>	<b>4322,5</b>	<b>9,16</b>

Fonte: GRTN (rapporto annuale 2001-2002)

Tabella 6.2.15 - Dettaglio quantità valore e prezzi unitari di acquisto di energia CIP6 da impianti rinnovabili nuovi

	<b>GWh</b>	<b>Milioni di €</b>	<b>c€/kWh</b>
Impianti idro (A)	640	79,9	11,71
Idro fluente < 3 MW	550	53,4	9,71
Eolico e geotermico	2880	343,2	11,91
Fotovoltaico, biomassa, biogas, rifiuti	2023	351,4	17,36
Idro potenziamenti	735	72,8	9,89
<b>Totale</b>	<b>6828</b>	<b>895,7</b>	<b>13,11</b>

(A) a serbatoio, a bacino; ad acqua fluente > 3 MW

Fonte: GRTN (rapporto annuale 2001-2002)

<sup>18</sup> Vedi anche tabella 6.7.6.

<sup>19</sup> Sommati ai ricavi della rendita idroelettrica.

### 6.3. REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI E RENDITA IDRO

Ad oggi gran parte del parco impianti da fonti rinnovabile è costituito da impianti geotermici e idroelettrici costruiti in passato ed estranei ai meccanismi di incentivazione odierni.

La cessione di energia di questi impianti avviene o tramite contratto bilaterale con gli utenti al prezzo concordato oppure, limitatamente alle quote destinate all'alimentazione del mercato vincolato, al prezzo dell'energia all'ingrosso definito dall'AEEG, comprensivo dei costi di combustibile e dei costi di impianto.

In regime monopolistico la remunerazione di questi impianti era basata sul costo di generazione e, in quanto tale, non comprendeva la componente relativa al costo combustibile: l'onere termico, che non è sostenuto dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Col nuovo assetto del settore elettrico, al contrario, non vi è differenza di remunerazione tra impianti termoelettrici convenzionali ed impianti rinnovabili; pertanto il decreto 26/1/2000 introduceva la cosiddetta "estrazione della rendita idroelettrica", ovvero una compensazione della maggiore valorizzazione derivante dall'attuazione della direttiva 96/92/CE dell'energia elettrica prodotta da impianti idro e geotermici che alla data del 19/2/1997 erano di proprietà di imprese prod. dist., fatta esclusione degli impianti di potenza < 3 MW e gli impianti di pompaggio.

In sostanza veniva applicato un prelievo sugli introiti delle cessioni di energia da impianti idro e geotermici decrescente a partire dal 2000 per cinque anni<sup>20</sup>. I proventi erano destinati a coprire gli oneri derivanti dagli "stranded cost"<sup>21</sup> e gli oneri della componente A3 della tariffa elettrica (il programma CIP6).

Tuttavia il decreto legge n. 25/03 sospende l'estrazione della rendita idro con due anni d'anticipo rispetto a quanto precedentemente disposto e dal 1° gennaio 2002 gli impianti idro e geotermoelettrici non sono più gravati da tale imposta.

### 6.4. TARIFFE DI CESSIONE DEGLI IMPIANTI IDRO MINORI DI 3 MW

Per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente, a bacino e serbatoio<sup>22</sup> di taglia inferiore ai 3 MW entrati in esercizio prima del 1/4/99, è stato previsto un regime speciale di tariffazione basato sul principio del riconoscimento dei costi effettivi di generazione per queste tipologie d'impianto.

<sup>20</sup> La rendita idro è pari, per l'anno 2000, al costo di generazione riconosciuto imputabile al costo dei combustibili (CT) e, negli anni successivi, per ciascun impianto e in ciascun bimestre, ad una quota della differenza tra il valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre, utilizzando come pesi le quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto nei diversi periodi di tempo del bimestre, e i costi fissi medi unitari dell'impianto, come determinati annualmente, entro il 31 dicembre dell'anno precedente, dall'Autorità. Detta quota è pari al 75% per gli anni 2001 e 2002, al 50% per gli anni 2003 e 2004, ed al 25% per gli anni 2005 e 2006. Oltre tale data tale quota è pari a zero.

<sup>21</sup> Gli *stranded cost* sono la reintegrazione, per un periodo di sette anni a partire dal giorno 1° gennaio 2000, dei costi derivanti da obblighi contrattuali ed investimenti, associati ad impianti di produzione di energia elettrica che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della direttiva europea n. 96/92/CE, a condizione che trovino giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti, o che comunque siano stati imposti all'impresa prod. dist. da atti legislativi o di programmazione nazionale; anche gli *stranded* sono sospesi dal decreto legge 25/03.

<sup>22</sup> Con la delibera 62/02 e l'estensione dell'incentivazione agli impianti a bacino e serbatoio di piccola taglia è stata introdotta una tariffa di incentivazione differenziata tra impianti non programmabili ed impianti che possono modulare la loro produzione. Nella tariffazione è stata pertanto prevista una maggiore valorizzazione per la producibilità nelle ore di punta.

kWh prodotti in un anno	programmabili	
	Ore piene	Ore vuote
Fino a 1 milione	(8.23-Ct)/P+Ct	Ct
Oltre 1 fino a 2 milioni	(6.32-Ct)/P+Ct	Ct
Oltre 2 fino a 3 milioni	(5.78-Ct)/P+Ct	Ct
Oltre 3 fino a 4 milioni	(5.47-Ct)/P+Ct	Ct
Oltre 4 fino a 5 milioni	(5.20-Ct)/P+Ct	Ct
Oltre 5 fino a 10 milioni	(4.78-Ct)/P+Ct	Ct
Oltre 10 milioni	(4.35-Ct)/P+Ct	Ct

P=0,409 e corrisponde al rapporto tra ore piene e ore totali dell'anno

Il provvedimento dell'AEEG<sup>23</sup> è stato elaborato con particolare riferimento agli impianti che hanno terminato il periodo di incentivazione del CIP6 per i quali si poneva il problema di garantirne il funzionamento, una volta terminato il periodo di incentivazione.

Il meccanismo si basa sul principio di riconoscere dei prezzi di cessione tali da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di adeguata economicità e redditività. Dati i costi decrescenti di funzionamento delle piccole centrali idroelettriche in ragione della produzione, l'importo incentivante viene commisurato ai quantitativi di energie elettrica annualmente prodotti.

Altro principio caratterizzante il sistema di incentivazione dei mini-idro è stato quello di slegare la remunerazione degli impianti dagli andamenti dei prezzi del petrolio.

La remunerazione riconosciuta, infatti, è data da un valore fisso secondo lo scaglione di produzione come riportato in tabella 6.4.1. In periodi di alto prezzo del petrolio, la tariffa corrisposta rimane dunque immutata.

Con la delibera 62/02 e l'estensione dell'incentivazione agli impianti a bacino e serbatoio di piccola taglia è stata introdotta una tariffa di incentivazione differenziata tra impianti non programmabili ed impianti che possono modulare la loro produzione. Nella tariffazione è stata pertanto prevista una maggiore valorizzazione per la producibilità nelle ore di punta.

I vantaggi di questo schema di remunerazione sono stati particolarmente evidenti negli ultimi anni di prezzi del petrolio particolarmente elevati, la media del prezzo di ritiro dell'energia prodotta dagli impianti mini-idro per l'anno 2001 è stata di 6,070 c€/kWh a fronte di un prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di 6,573 c€/kWh; similmente nel 2002 il prezzo di ritiro è ammontato a 6,066 c€/kWh a fronte di un prezzo all'ingrosso di 5,841 c€/Wh.

Tabella 6.4.1 - Prezzo di cessione riconosciuto per energia elettrica da idroelettrico < 3 MW

kWh prodotti in un anno	c€/kWh
Fino a 1 milione	8,23
Oltre 1 fino a 2 milioni	6,32
Oltre 2 fino a 3 milioni	5,78
Oltre 3 fino a 4 milioni	5,47
Oltre 4 fino a 5 milioni	5,20
Oltre 5 fino a 10 milioni	4,78
Oltre 10 milioni	4,35

Fonte: AEEG (delibera 62/02)

## 6.5. CESSIONE DELLE ECCEDENZE E DELIBERA 108/97

Una caratteristica peculiare del sistema elettrico italiano consisteva nell'obbligo di Enel di ritirare, a prezzi predeterminati, l'energia elettrica generata da produttori terzi in eccesso ai propri fabbisogni. Tale ritiro aveva il nome di eccedenze. L'obbligo era esteso a tutta la produzione in eccedenza da terzi inclusa la produzione da impianti assimilati ed impianti rinnovabili, per i quali oltre al riconoscimento di costo evitato nelle sue tre componenti (di impianto, manutenzione e combustibile) erano previste delle incentivazioni. Nel 1997, a seguito della dichiarata inutilità ed onere eccessivo di tale provvedimento enunciata da Enel, l'AEEG, con delibera 108/97, introduce un periodo transitorio di remunerazione delle eccedenze con tariffa decrescente sino al 2000 e, per gli impianti rinnovabili successivi al 2000, pur confermando l'obbligo di ritiro da parte del Gestore

<sup>23</sup> Vedi delibera 162/98,82/99 e 62/02.

di Rete Nazionale, stabilisce che la remunerazione debba essere pari al solo CT<sup>24</sup>, nelle ore piene e pari al 92% del CT nelle ore vuote. Con la nuova organizzazione del mercato elettrico, pertanto, un produttore di energia rinnovabile che non abbia sottoscritto un contratto bilaterale di ritiro della propria energia con un cliente idoneo, può comunque avvalersi del “ritiro delle eccedenze” ai prezzi fissati dalla 108/97, anche se tale valore viene spesso considerato come penalizzante dal momento che riconosce unicamente i costi variabili di generazione (CT) ma non i costi fissi. Vedremo in seguito alcune delle possibili evoluzioni normative relative alla cessione dell’energia elettrica di impianti rinnovabili.

## 6.6. IL FOTOVOLTAICO E LO “SCAMBIO SUL POSTO”

Con la delibera 224/00 l’AEEG regolava le modalità di scambio con la rete dell’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di taglia inferiore ai 20 kW. Tale provvedimento veniva preso in coincidenza con il programma di finanziamento in conto capitale degli impianti solari fotovoltaici promosso dal Ministero dell’Ambiente.

Il principio di regolazione adottato è quello dello “scambio sul posto” tra proprietario del modulo fotovoltaico ed il distributore locale (Enel o municipalizzate). In base a tale principio, durante l’anno, lo stesso quantitativo di energia elettrica immessa in rete dall’impianto fotovoltaico può essere ritirata a costo zero. In sostanza, se un privato che ha installato un impianto fotovoltaico non consuma l’energia elettrica durante il giorno (ovvero nel periodo in cui l’impianto, esposto alla luce del sole, produce) l’energia prodotta dal modulo fotovoltaico viene ritirata dal distributore locale. Al pari, se lo stesso consuma di notte, non dovrà pagare l’energia richiesta fino ad un volume pari a quella immessa dal proprio impianto. Per regolare questo primo esempio di microgenerazione elettrica diffusa si è pensato di supporre una equivalenza del valore dell’energia per tutte le ore dell’anno (come è del resto per la maggior parte dei contratti domestici).

Per la contabilizzazione dell’energia elettrica prodotta e scambiata con la rete, e la corrispondente riduzione degli importi in bolletta, dovrà essere installato un contatore aggiuntivo a quello normalmente in uso. Il costo di installazione, manutenzione e servizio di lettura del nuovo contatore, a cura del distributore, è stato fissato in circa 30 €/anno.

Una volta installato l’impianto fotovoltaico, gli utenti potranno richiedere al proprio distributore l’attivazione del servizio di scambio sottoscrivendo una semplice integrazione al contratto di fornitura già in vigore.

La piccola produzione di fotovoltaico è esentata dall’imposta di fabbricazione e dalla registrazione presso gli uffici tecnici di finanza.

## 6.7. CERTIFICATI VERDI

L’art. 11 del decreto Bersani istituisce un obbligo in base al quale, a partire dal 2002, i soggetti che abbiano prodotto od importato, nell’anno precedente, energia elettrica non rinnovabile, debbano immettere nella rete nazionale una quota del 2% di energia rinnovabile generata in impianti entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999. La quota del 2% è modificabile tramite decreto congiunto del Ministero delle Attività Produttive ed il Ministero dell’Ambiente.

Il decreto di recepimento della direttiva 2001/77/CE, art. 4 comma 1, prevede un innalzamento della quota d’obbligo dello 0,35% all’anno nel periodo 2004-2006.

---

<sup>24</sup> È il costo di generazione riconosciuto imputabile al costo dei combustibili stabilito con i criteri della delibera 70/97.

Ad esempio, prendendo a riferimento l'anno 2003, entro il 31 marzo dell'anno successivo (quindi entro il 31/3/2004), i soggetti interessati dovranno certificare presso il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) la propria produzione ed importazione relativa all'anno precedente (2002) al netto di cogenerazione, autoconsumi di centrale, energia rinnovabile ed una franchigia iniziale di 100 GWh<sup>25</sup>; Contemporaneamente dovranno dimostrare di avere coperto il proprio obbligo del 2% con energia rinnovabile prodotta nell'anno 2003.

La prova di aver ottemperato all'obbligo è data dai Certificati Verdi ovvero dei titoli rilasciati dal GRTN in base all'energia prodotta per i primi otto anni di esercizio di un impianto rinnovabile entrato in funzione dopo l'1/4/99.

I CV, della taglia di 100 MWh, sono ceduti disgiuntamente dall'energia elettrica e possono essere riconosciuti ad impianti della stessa società soggetta ad obbligo o a produttori terzi e quindi scambiati attraverso contratti bilaterali o sul mercato istituito presso il Gestore del Mercato Elettrico (GME). Il produttore che abbia conseguito la qualificazione ad impianto alimentato da fonti rinnovabili (IAFR) presso il GRTN può richiedere certificati relativi alla produzione effettiva o in base alla produzione attesa per l'anno in corso e per l'anno successivo. I CV tuttavia sono validi per il solo anno di riferimento<sup>26</sup>.

I Certificati Verdi possono essere anche intestati a centrali costruite in Paesi esteri a patto che esista una reciprocità di mercato per gli operatori italiani.

In altre parole, una società che abbia, nel 2003, generato o importato energia elettrica pari a 1 TWh, al netto delle esenzioni, dovrà consegnare al GRTN, nel marzo del 2005, almeno 200 CV pari dunque a 20 GWh di energia elettrica generata in impianti rinnovabili entrati in funzione dopo il 1/4/99, e così via negli anni successivi fino a modifica della quota d'obbligo.

Di contro, un impianto rinnovabile entrato in funzione dopo il 1/4/99, in aggiunta ai proventi per la cessione dell'energia elettrica, secondo le modalità che vedremo in seguito, potrà contare per i primi otto anni di esercizio sulle entrate derivanti dalla vendita di CV la cui domanda è creata attraverso l'istituzione dell'obbligo del 2%. A complicare il funzionamento del meccanismo contribuisce la presenza di CV "ibridi" ovvero di Certificati Verdi emessi in base all'energia prodotta in impianti che sono entrati in funzione dopo il 1/4/99 ma che ancora beneficiano degli incentivi CIP6. La loro energia elettrica e il loro certificato sono ritirati ed intestati al GRTN a fronte dei costi degli incentivi. La convenzione CIP6 rimane immutata<sup>27</sup>. Ne consegue l'esistenza di due tipi di CV:

- i *Certificati Verdi privati (CVP)* relativi ad impianti esenti dagli incentivi CIP6, emessi a consuntivo o preventivo ed intestati a privati;
- i Certificati Verdi di impianti sotto convenzione CIP6 intestati al GRTN (CV GRTN).

I CVP possono essere ceduti sul mercato del GME oppure attraverso contratti bilaterali.

Al contrario, i CV GRTN sono obbligatoriamente collocati sul mercato istituito presso il GME, al prezzo fissato con le modalità previste dall'art. 9 del DM 11/11/99, ovvero al prezzo risultante dalla differenza tra il costo medio degli incentivi riconosciuti alle centrali rinnovabili sotto convenzione CIP6 e i ricavi della vendita dell'energia stessa.

Infine il GRTN, per compensare eventuali carenze di offerta, può emettere CV allo scoperto, ovvero Certificati Verdi non relativi a generazione di energia elettrica rinnovabile effettivamente prodotta. Nei successivi tre anni il GRTN deve comunque ricoprire tali emissioni annullando propri certificati o acquistandone da privati.

---

<sup>25</sup> È prevista inoltre l'esenzione per gli impianti di gassificazione alimentati con carbone di origine nazionale.

<sup>26</sup> Tuttavia nel decreto di ratifica della direttiva europea 77/2001 è previsto che i CV siano validi per tre anni. Art. 17 comma 8.

<sup>27</sup> In nota è utile ribadire un concetto spesso frainteso. L'emissione di CV relativi all'energia elettrica di impianti sotto convenzione CIP6 entrati in funzione dopo il 1/4/99 non si traduce in nessun modo in una doppia incentivazione per i titolari delle convenzioni. Per gli impianti CIP6 pre o post 1/4/99 non cambia nulla; il GRTN, al contrario, a fronte degli incentivi erogati, ritira sia l'energia elettrica sia il CV che potrà collocare sul mercato predisposto dal GME con le modalità che vedremo oltre.



### 6.7.1. L'offerta di Certificati Verdi

Alla chiusura del mercato del 2002 risultavano emessi Certificati Verdi per una corrispondente produzione di energia verde di 914 GWh.

La tabella 6.7.1 riporta il contributo per fonte alla generazione rinnovabile con emissione di CV; la tabella 6.7.2 fornisce invece una stima della distribuzione per tipologia d'impianto.

Tabella 6.7.1 - Emissione di CV nell'anno 2002 (distribuzione per fonte rinnovabile)

Fonte	GWh	%
Idroelettrico	421	45,9%
Geotermico	186	20,3%
Eolico	165	18%
Prodotti vegetali e rifiuti	144	15,7%

Fonte: GRTN (bollettino energia fonti rinnovabili 2002)

Tabella 6.7.2 - Emissione di CV nell'anno 2002 (distribuzione per tipologia di impianto)

Tipologia di impianto	GWh	%
Nuova costruzione	509	55,5%
Potenziamento	173	18,9%
Rifacimento parziale	137	15%
Co-combustione	56	6,6%
Riattivazione	34	3,7%
Rifacimento	10	1,1%

Fonte: GRTN, convegno 17 giugno 2003 Milano

Il contributo dei CVP (Certificati Verdi di impianti privati, ovvero non in CIP6) è risultato pari al 28% della quota d'obbligo del 2002 di 3255GWh. La restante domanda è stata coperta da CV GRTN. L'anno prossimo, tuttavia, è previsto un forte incremento di energia da impianti "privati" entrati in funzione dopo il 1/4/99. Il bollettino del GRTN infatti, riporta una producibilità attesa di 2699 GWh riferita ad impianti qualificati IAFR al 31 maggio 2003.<sup>28</sup> Sulla base di questi dati si osserva un raddoppio della generazione idroelettrica ed eolica, rispetto al 2002, una triplicazione della generazione geotermica e una decuplicazione della generazione cosiddetta da prodotti vegetali e rifiuti.

Non è tuttavia possibile risalire alla tipologia di impianto da cui siano derivati i CV. Il bollettino, infatti, riporta il numero di impianti ma non la loro producibilità, pertanto dalla voce "fonte idrica" non è possibile risalire a quanti CV sono imputabili a impianti nuovi, quanti a rifacimenti parziali o a potenziamenti, anche se è possibile notare un netto incremento della taglia (MW) degli interventi (165 impianti in esercizio per una producibilità di 879 GWh oggi, 62 impianti per una producibilità di 837 GWh in progetto). Non è altresì possibile approfondire le dinamiche nel settore biomasse e rifiuti. Nel forte incremento registrato tra produzione certificata al 2002 e produzione attesa nei

<sup>28</sup> Tale producibilità tuttavia non risulta un dato particolarmente significativo circa la generazione di impianti rinnovabili (CVP) nel 2003 da un lato infatti sembra destinata ad incrementare per effetto di altri impianti che verranno qualificati IAFR durante il 2003, dall'altro non è escluso che parte di questa generazione sia imputabile ad impianti precedentemente inclusi nelle liste CIP6, successivamente esclusi per effetto della delibera 151/01, e nuovamente reintegrati negli incentivi CIP6 o a seguito di ricorso positivo o per effetto dell'art. 34 della legge 12/12/2002 n. 273 (ciò peraltro spiegherebbe il forte incremento dell'energia da biomassa e rifiuti tra il 2002 e il 2003). Ci siamo limitati pertanto a riportare l'unico dato disponibile pur non pienamente convinti della sua attendibilità.

prossimi anni da impianti già IAFR, non è possibile distinguere i contributi della biomassa, dei rifiuti organici e dei non organici, né è possibile ricondurre la producibilità alla tipologia d'impianto (ad esempio. impianto nuovo o a co-combustione).

Queste informazioni sono molto importanti per valutare l'aderenza del meccanismo dei CV con il target indicativo della direttiva europea: da un lato infatti la direttiva europea non qualifica come rinnovabile l'energia prodotta da rifiuti non biodegradabili dall'altro l'energia prodotta a seguito di interventi di rifacimento parziale o totale d'impianto non contribuisce ad immettere nuova energia rinnovabile ma semplicemente a rinnovare un impianto esistente<sup>29</sup>, l'eventuale incremento della producibilità derivato dall'esecuzione dei lavori sarebbe infatti riconosciuto come potenziamento.

Tabella 6.7.3 - Impianti di produzione da fonti rinnovabili (situazione al 31 maggio 2003)

NUMERO IMPIANTI			
FONTE	Totale impianti	In esercizio	In progetto
Idrica	227	165	62
Geotermica	3	3	0
Eolica	116	21	95
Prod. vegetali o rifiuti	78	55	23
Fotovoltaica	5	4	1
<b>TOTALE</b>	<b>429</b>	<b>248</b>	<b>181</b>

PRODUCIBILITÀ [GWh]			
FONTE	Totale impianti	In esercizio	In progetto
Idrica	1.717,80	879,9	837,9
Geotermica	418,6	418,6	0
Eolica	7.480,20	272,2	7.207,90
Prod. vegetali o rifiuti	1.758,80	1.127,70	631,1
Fotovoltaica	1,3	1,2	0,1
<b>TOTALE</b>	<b>11.376,70</b>	<b>2.699,60</b>	<b>8.677,10</b>

NUMERO IMPIANTI			
CATEGORIA	Totale impianti	In esercizio	In progetto
A - Potenziamento / Ripotenziamento	35	33	2
B - Rifacimento Totale	4	3	1
BP - Rifacimento Parziale	38	17	21
C - Riattivazione	28	23	5
D - Nuova Costruzione	322	170	152
E - Co-combustione	2	2	0
<b>TOTALE</b>	<b>429</b>	<b>248</b>	<b>181</b>

Fonte: GRTN (bollettino energia fonti rinnovabili 2002)

È difficile, invece, stimare, partendo dagli impianti classificati "in progetto", la disponibilità di CV negli anni futuri. La somma di impianti già qualificati e di impianti in progetto ammonta a circa 11 TWh, fortemente in eccesso rispetto alla stima di domanda di CV nei prossimi anni. Di questi 11 TWh, 7,4 TWh sono previsti da impianti eolici.

È lecito attendersi che tale producibilità, che corrisponde ad oltre 3000 MW di nuovo eolico installato, venga realizzata in un periodo di tempo relativamente lungo, non risulta infatti chiaro che cosa significhi impianti in progetto; sembra difficile che corrisponda ad impianti in costruzione<sup>30</sup>.

<sup>29</sup> Questo non significa che i rifacimenti e la combustione di rifiuti non debbano beneficiare di forme di sostegno (peraltro previste dalle linee guida sugli aiuti di stato per la protezione dell'ambiente della commissione europea) ma si sta semplicemente affermando la necessità di avere a disposizione gli strumenti per valutare se e quanto, il meccanismo dei CV stia promuovendo le fonti rinnovabili utili al soddisfacimento del target indicativo della direttiva 77/2001.

<sup>30</sup> L'art. 10 del DM 11/11/99 chiede al GRTN di pubblicare un bollettino annuale informativo con l'elenco degli impianti rinnovabili

### 6.7.2. L'offerta di Certificati Verdi GRTN

Stando alle diverse informative del GRTN l'offerta di CV da impianti sotto convenzione CIP6 è prevista in graduale aumento come riportato nella tabella seguente. Tali dati possono essere confrontati con la producibilità attesa dagli impianti elencati nelle delibere 175/00 e 144/01. Se l'equivalenza è corretta la stima del GRTN si basa su un completo successo di realizzazione di tali impianti. Non si conosce la disponibilità effettiva di CV GRTN al 2002, ovvero la produzione da impianti in CIP6 entrati in funzione dal 1/4/99 alla fine del 2002; infatti, il bollettino sulle fonti rinnovabili del 2003 non riporta i volumi di CV a disposizione del GRTN ma unicamente i CV venduti dal GRTN per compensare la carenza di CV privati.

Tabella 6.7.4 - Energia da impianti CIP6 entrati in esercizio post 1/4/99

2002	2003	2004	2005
6,8 TWh	8,2 TWh	8,4 TWh	9 TWh

Fonte: GRTN (2a informativa sui Certificati Verdi 12-10-2001)

### 6.7.3. La domanda di Certificati Verdi

La domanda di CV è in funzione delle quote di energia elettrica soggetta ad obbligo e della percentuale ad obbligo. La normativa italiana prevede che sia soggetta ad obbligo l'energia prodotta ed importata al netto dei consumi di centrale, dell'energia rinnovabile, di una franchigia iniziale di 100 GWh e dell'energia elettrica prodotta dalla cogenerazione.

Nel primo anno di Certificati Verdi la quota di energia sulla quale è stato applicato l'obbligo del 2%, ovvero l'energia prodotta ed importata al netto delle esenzioni nel 2001, è risultata 162.730 GWh, pari al 50% del consumo interno lordo<sup>31</sup>.

La tabella 6.7.5 fornisce una stima delle esenzioni a partire dal consumo interno lordo. La fonte dati è costituita dai dati statistici dell'energia in Italia (GRTN) e dal 1° bollettino sulle fonti rinnovabili (GRTN). Per quanto riguarda la produzione termica nazionale i dati sono stati corretti per sottrarre la quota imputabile a biomasse e rifiuti, per il dettaglio delle esenzioni si è invece proceduto a riprendere il dato del GRTN, se disponibile, o a ricavarlo per approssimazione. Possibili errori pertanto possono occorrere nelle voci specifiche di esenzione ma non sul totale dell'esenzione.

---

qualificati IAFR sia in esercizio sia in costruzione. La classificazione "in progetto" risulta pertanto fuorviante, se gli impianti in progetto fossero effettivamente in costruzione, ovvero se ci fosse disponibilità aggiuntiva di 11 TWh, basterebbe completare la realizzazione di questi impianti per soddisfare il target del 2010 (cfr. con tavola conclusiva).

<sup>31</sup> Produzione lorda + saldo import. Il consumo interno lordo costituisce il parametro di riferimento per calcolare il *target* indicativo della direttiva 77/2001; come noto la direttiva chiede all'Italia un incremento della quota rinnovabile dal 17% al 25% sul consumo interno lordo. Tale target con un consumo supposto al 2010 di 400 TWh corrisponde a 100 TWh di energia rinnovabile necessaria. In nota alla direttiva stessa, tuttavia, il governo italiano ha dichiarato la fattibilità del *target* qualora il consumo fosse di 340 TWh e la quota d'obbligo del 22%, riportando a 75 TWh la quota di rinnovabile necessaria. Tale livello corrisponde a quello identificato dal Libro Bianco del 1998.

Tabella. - 6.7.5 - Stima dell'esenzione dall'obbligo dei CV (GWh)

Consumo interno lordo 2001	327.332
Cogenerazione	- 58.457
Rinnovabili	- 55.087
Import certificato come rinnovabile	- 28.520
Servizi produzione termoelettrico	- 11.965
Pompaggi	- 7.116
Franchigia	- 3.400
Totale esenzioni	164.545
Energia sotto obbligo	162.787
Domanda CV per soddisfare obbligo 2%	3.255

Fonte: elaborazioni su dati GRTN: bollettino energia fonti rinnovabili 2002

Per il 2002 la cogenerazione con quasi 60 TWh risulta la voce più rilevante; tale valore è destinato a ridimensionarsi dall'anno prossimo quando verranno applicati i nuovi criteri di riconoscimento più restrittivi degli impianti cogenerativi introdotti dall'AEEG con la delibera 42/02. Segue l'esenzione da energia prodotta con impianti rinnovabili e la quota di energia importata certificata come rinnovabile, servizi alla produzione, la quota di generazione da impianto idroelettrici a pompaggio e in ultimo la franchigia sui primi 100 GWh moltiplicata per il numero di operatori soggetti ad obbligo. Ne deriva un volume di energia esentata addirittura superiore all'energia soggetta ad obbligo.

#### 6.7.4. *Il prezzo del Certificato Verde*

La definizione del prezzo del CV è complessa. Esperienze di mercati di CV sono limitate e molto recenti. Il disegno del mercato, inoltre, differisce da paese a paese e così a fianco di un'analisi dei fondamentali del mercato è utile analizzare le strutture normative che lo creano.

In linea teorica se la domanda di CV è superiore all'offerta, cioè se il volume di energia elettrica rinnovabile richiesta dell'obbligo è superiore a quello prodotto, il prezzo del CV tende ad infinito, al contrario se l'offerta di CV è superiore alla domanda, cioè se si produce più energia verde di quanto richiesta dall'obbligo, il prezzo del CV tende a zero. Raggiungere il punto di equilibrio tra domanda ed offerta di energia verde è particolarmente difficile. Da un lato, infatti, per costruire l'impianto c'è bisogno di un tempo relativamente lungo, dall'altro, una volta che l'impianto è entrato in funzione, non ha senso ridurre la produzione, in caso di eccesso di offerta di CV, dal momento che i costi variabili sono in gran parte dei casi coperti dalla cessione di energia elettrica, la cui vendita è indipendente da quella del CV.

Per armonizzare queste esigenze, i meccanismi di CV hanno delle caratteristiche comuni:

- per avvertire con sufficiente anticipo gli operatori dell'opportunità d'investimento, la domanda di CV viene programmata con largo anticipo, solitamente rendendo noto il progressivo incremento annuo della quota d'obbligo (ad esempio nel caso inglese dal 4% del 2002 al 10% del 2010);
- per contenere l'incremento di prezzo del CV in caso di scarsità di offerta si stabilisce una sanzione che rappresenta il prezzo massimo del certificato verde, oltre al quale il soggetto ad obbligo preferisce pagare la sanzione anziché acquistare il CV. Ne deriva che spesso il costo della sanzione diventa prezzo di riferimento per il mercato e i CV vengono scambiati a tale valore (ne fa eccezione il caso inglese riportato nel box);

- per sostenere il prezzo del CV in caso di eccesso di offerta, in qualche caso si introduce un prezzo minimo di contrattazione, altre volte si concede la possibilità di vendere il CV relativo alla produzione di un anno anche per soddisfare la domanda negli anni successivi; in questo caso l'equilibrio tra domanda ed offerta è raggiunto nel tempo.

Il disegno italiano presenta alcuni elementi peculiari:

- la quota d'obbligo è stata fissata inizialmente al 2%; eventuali incrementi sono stati demandati a successivo decreto. Oggi, con l'approvazione del decreto di recepimento della 2001/77/CE, tale quota verrà incrementata dello 0,35% per gli anni 2004-2006, mentre si rimanda a successivi decreti l'incremento per gli anni successivi, la domanda di CV nel lungo periodo, pertanto, non rimane priva di incognite;
- non è stata ipotizzata l'introduzione di un valore minimo di contrattazione, sino al decreto di recepimento della direttiva 77/2001/CE (art. 20 comma 7) dove si prevede la possibilità di estendere la validità del CV nei due anni successivi a quelli di emissione;
- la sanzione specificata dal DM 11/11/99 prevedeva la restrizione all'accesso al mercato elettrico per i soggetti non ottemperanti, esso per tanto non dava un riferimento di prezzo preciso ma serviva unicamente a rafforzare l'obbligo. La funzione della sanzione è svolta dai CV del GRTN: a fronte di una scarsità di offerta di CVP interviene l'abbondante offerta di CV GRTN<sup>32</sup> il cui prezzo è fisso.

Nel nostro caso, quindi, a fronte di una scarsità di offerta di CVP, sino a che i volumi di CV GRTN sono in grado di soddisfare la domanda di CV, il valore dei CVP si assesterà a quello dei CV GRTN. Almeno per ora, la necessità di identificare un valore per la sanzione per i soggetti non ottemperanti all'obbligo<sup>33</sup>, rappresenta unicamente l'istituzione di un obbligo legale per quanti si rifiutino di acquistare i CV, ma non rappresenta il valore di riferimento del meccanismo.

Anche nel caso in cui i CV GRTN non siano in grado da soli di soddisfare la domanda, ma la somma di CVP e CV GRTN ne sia superiore, è probabile, ma molto dipenderà dai volumi e dal numero di operatori sul mercato, che il CV GRTN rimanga quale riferimento del prezzo di mercato dei CVP. Man mano che i CV GRTN perderanno di volume, con il progressivo esaurimento delle concessioni CIP6 relative ad impianti rinnovabili entrati in operazione dopo il 1/4/99, in caso di scarsità di offerta, se il GRTN non eserciterà l'opzione di emettere Certificati Verdi allo scoperto, il prezzo del CVP tenderà a quello individuato dalla sanzione come eventualmente identificata dal disegno di legge Marzano<sup>34</sup>.

Per questo motivo sino ad oggi si è data grande importanza alla stima dei prezzi del CV del GRTN. Secondo l'art. 9 del DM 11/11/99 i CV del GRTN sono collocati unicamente ed obbligatoriamente sul mercato predisposto dal GME ad un prezzo fisso pari alla differenza del costo delle incentivazioni e i ricavi della cessione di energia.

Ad esempio nel 2002 il GRTN ha riconosciuto agli impianti rinnovabili in CIP6 un prezzo medio (costo evitato + incentivo specifico per tecnologia) di 13,43 c€/kWh ed ha rivenduto l'energia corrispondente a 5,02 c€/kWh il conseguente prezzo del CV GRTN è risultato pari a 8,41 c€/kWh.

<sup>32</sup> Inoltre il GRTN è autorizzato all'emissione di CV GRTN allo scoperto.

<sup>33</sup> L'art. 23 comma 2 del disegno di legge Marzano prevede infatti l'introduzione pari ad una volta e mezzo il valore massimo di contrattazione del CV.

<sup>34</sup> dove si prevede che il prezzo della sanzione corrisponda ad una volta e mezzo il prezzo del CV dell'anno precedente.

Tabella 6.7.6 - Ricavi dalla cessione di energia elettrica CIP6

	Quantità GWh	Prezzo c€/kWh
Cessione ai clienti idonei	39.051	4,6935
Cessione ai clienti vincolati	15.048	5,8728
<b>Totale</b>	<b>54.100</b>	<b>5,0215</b>

Fonte: AEEG: (relazione annuale 2002)

Come è possibile notare i ricavi dalla cessione di energia elettrica sono sensibilmente inferiori alle tariffe riconosciute agli impianti CIP6 anche solo prendendo come termine di paragone la sola componente di costo evitato (vedi paragrafi precedenti), che al 2002 risultava 6,46 c€/kWh<sup>35</sup>.

Questa differenza e quindi questo apprezzamento del valore del CV GRTN ben oltre la media della sola componente incentivante, è da addebitarsi in parte alla stima eccessiva dei costi evitati riconosciuta agli impianti CIP6, come descritto in precedenza, in parte alle modalità di cessione tramite asta riservata a particolari utenze di una parte dell'energia CIP6 ad un prezzo inferiore al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.

Degli 8,41 c€/kWh la parte addebitabile alla media della componente incentivante è circa l'80%, la parte restante è data dalla differenza tra il costo evitato riconosciuto e la valorizzazione dell'energia elettrica; in particolare lo scarto tra costo evitato e prezzo all'ingrosso è stato di 0,6 c€/kWh e tra costo evitato e prezzo medio d'asta di 1,4 c€/kWh, 0,5 c€/kWh infine sono da addebitarsi alla differenza tra valori di acconto e valori di conguaglio.

#### 6.7.4.1. Evoluzione del prezzo del Certificato Verde GRTN

Ignorando la variabile imputabile al prezzo di cessione sopra descritta, il prezzo del CV del GRTN è in funzione sia degli aggiornamenti annuali delle tariffe CIP6 da parte della CCSE in base all'indice ISTAT, sia dell'evoluzione degli impianti sotto incentivazione CIP6 negli anni a venire.

Se si osserva la tabella 6.2.4 dove viene riportato il mix di impianti non ancora entrati in funzione al 2000 è prevedibile l'entrata in funzione di molta potenza rinnovabile sia nel settore eolico che in quello di biomassa e rifiuti solidi urbani.

A questa constatazione è possibile aggiungere che il prezzo del CV GRTN del 2002 sconti comunque l'entrata in funzione di diversa capacità eolica in concessione CIP6 avvenuta negli ultimi anni. A partire dal 2002 l'evoluzione prezzi del CV GRTN è solitamente stimata al rialzo: da un lato, infatti, è previsto il completamento degli impianti a biomassa e a rifiuti solidi urbani che beneficiano di una componente incentivante superiore alla media, dall'altro è prevedibile la scadenza delle convenzioni di numerosi impianti, in particolare idroelettrici, che, al contrario, percepiscono una tariffa CIP6 inferiore alla media.

A lato di questo ragionamento è bene non sottovalutare altre variabili che potranno influenzare in maniera consistente il prezzo del CV:

- difficoltà autorizzative locali per gli impianti a rifiuti solidi urbani inclusi nelle liste 175/00 e 144/01 e diminuzione del peso di tali fonti nella definizione della media degli incentivi;
- riconoscimenti di impianti in CIP6 tardivi e pagamenti arretrati, in particolare di impianti idroelettrici;

<sup>35</sup> Stiamo sempre prendendo ad esempio una convenzione CIP6 destinata. 6,99 c€/kWh se si vuole più correttamente confrontare il valore di acconto in base al quale viene stimata il valore del CV GRTN.

- scarti su base annuale tra valori di acconto e valori di conguaglio (ad esempio il prezzo del 2002 è più alto del prezzo del 2003 anche per il fatto che l'acconto del 2002 è più alto di 0,5 c€/kWh rispetto al conguaglio che per altro serve da acconto per il 2003);
- modalità di cessione dell'energia elettrica CIP6 nel quadro futuro, con particolare riferimento allo scarto che si verificherà tra i prezzi di borsa e i costi evitati riconosciuti agli impianti.

### BOX: il meccanismo dei Certificati Verdi in Gran Bretagna

Anche in Gran Bretagna si sta sperimentando un meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili fondato sui CV. Il sistema inglese è caratterizzato da un rafforzamento delle componenti di mercato per la definizione del prezzo del CV, dalla chiarezza nel tempo di definizione della domanda ed offerta dei CV.

L'obbligo è imposto sulle società di distribuzione ed è progressivo dal 4% del 2002 al 10% del 2010, percentuale che corrisponde al target indicativo della direttiva europea 77/2001. La bassa quota di generazione al 2002 permette di potere rilasciare CV a tutti gli impianti rinnovabili anche quelli entrati in funzione in passato. Tuttavia per non diluire l'offerta vengono esclusi dall'emissione di CV gli impianti idroelettrici di potenza superiore ai 20 MW, gli impianti di combustione di rifiuti non classificabili come biomassa e, dal 2006-2011 gli impianti a co-combustione anche a biomassa. Non solo tali tecnologie sono escluse ma devono pagare l'obbligo dei Certificati Verdi che tuttavia non è imposto sulla produzione ma sulla distribuzione. Un simile disegno permette di allargare la base sulla quale viene imposto l'obbligo.

Aspetto molto importante è che, facilitati dall'imposizione dell'obbligo sulla distribuzione anziché sulla produzione, in Gran Bretagna, previa autorizzazione della Commissione Europea, a cui tutto lo schema di incentivazione è stato sottoposto a revisione, l'energia d'importazione anche se certificata come rinnovabile non viene esentata dall'obbligo. (cfr. il caso italiano di tabella 6.7.5)

Per ovviare all'inconveniente di identificare il prezzo dei CV con il valore della sanzione, in Gran Bretagna i proventi della sanzione dei soggetti non ottemperanti sono distribuiti ai soggetti che hanno soddisfatto il loro obbligo. Facciamo un esempio nell'anno 2002: la società Pudding distribuisce 100 GWh anno con un conseguente obbligo di 4 GWh, la società Cheese distribuisce 200 GWh con un obbligo di 8GWh e la società Soup ha li stessi volumi di Cheese. Tuttavia l'offerta di CV per l'anno è di soli 12 GWh, Pudding e Cheese sono riuscite a soddisfare l'obbligo al 100% ma hanno pagato i CV un prezzo medio di 6,33 c€/kWh, mentre Soup ha preferito pagare la sanzione di 5 c€/kWh. Grazie alla redistribuzione dei proventi della sanzione il comportamento più conveniente è stato quello di Pudding e Cheese. Questo modello ha il rischio di essere potenzialmente messo a rischio da comportamenti mono-oligopolistici di grandi società, ma offre due vantaggi, peraltro molto utili al caso italiano:

- mantenere il prezzo della sanzione ad un livello relativamente basso e quindi non temere di imporre degli obiettivi troppo ambiziosi;
- fare sì che il prezzo del CV non sia identificato con quello della sanzione ma fortemente influenzato dalla domanda e dall'offerta.

È infatti chiaro che meno impianti si riesce a costruire, più valore hanno i certificati che nel prezzo di vendita comprendono i rimborsi provenienti dalla sanzione pagata dagli altri operatori.

I CV provenienti dal precedente schema di incentivazione il NFFO sono piazzati sul mercato tramite asta e non a prezzo fisso.

Tabella 6.7.7 -Valore del CV nel sistema inglese

	GWh distribuiti	GWh obbligo	Costo CV <sup>36</sup> o sanzione (c€/kWh)	Totale pagato (€)	Introiti da sanzione (€)	Prezzo reale CV (c€/kWh)
Pudding	100	4	7	280.000	133.333	3,7
Cheese	200	8	6	480.000	266.666	2,7
Soup	200	8	5	400.000		5
Prezzo medio remunerazione impianti FER			6,3			
Prezzo medio ottemperanza obbligo						3,8

<sup>36</sup> E quindi remunerazione del produttore di energia rinnovabile.

## 6.8. LA REMUNERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA RINNOVABILI

Come più volte sottolineato un'altra differenza molto evidente tra il meccanismo di *feed-in* e il meccanismo dei Certificati Verdi è la remunerazione per l'elettricità, indipendente, nel secondo caso, dal riconoscimento dell'incentivo.

Questa seconda variabile deve essere inserita nel quadro generale di evoluzione del mercato elettrico: in particolare è bene distinguere tra il periodo transitorio e il momento in cui sarà operativa la borsa elettrica.

Ad oggi infatti, abbiamo più volte accennato nel testo, gli impianti rinnovabili che non percepiscano tariffe particolari di alcun tipo possono cedere la propria energia o al mercato libero, tramite contratto bilaterale al prezzo accordato, o al mercato vincolato se i propri impianti sono tra quelli selezionati per la cessione (fondamentalmente parte del grande idro), o al GRTN al prezzo fissato secondo le modalità previste dalla delibera AEEG 108/97 (le cosiddette "eccedenze" che abbiamo visto corrispondere sostanzialmente al costo combustibile, CT).

Questo stato di cose pone dei problemi per i nuovi impianti rinnovabili e per gli impianti con convenzione CIP6 scaduta, i quali rischiano di percepire una remunerazione ridotta dalla propria energia elettrica in quanto ritirata come eccedenza.

Il decreto di recepimento della direttiva 77/2001/CE risolve il problema dell'indeterminatezza circa la remunerazione dell'energia elettrica. Il decreto, infatti, distingue tra impianti rinnovabili programmabili (biomassa, idro ad eccezione del fluente, impianti ibridi) ed impianti rinnovabili non programmabili, quindi tra impianti inferiori o superiori ai 10 MVA<sup>37</sup>.

Con l'articolo 13 è previsto che, una volta entrata in funzione la borsa elettrica, gli impianti superiori ai 10 MVA, programmabili, accedano alla borsa elettrica e ne percepiscano il prezzo orario, al contrario per gli impianti inferiori ai 10 MVA o per tutti gli impianti non programmabili, indipendentemente dalla taglia, è previsto che il gestore di rete sul quale immettono la propria produzione, remunererà l'energia elettrica al prezzo individuato dall'AEEG sulla base di criteri di mercato.

Contestualmente, in attesa della borsa elettrica e, comunque, sino a successivo decreto del MAP, l'art. 20 comma 1 prevede che gli impianti di taglia inferiore ai 10 MVA o gli impianti non programmabili, percepiscano dall'1/1/2004 il prezzo all'ingrosso riconosciuto dall'AEEG<sup>38</sup>, ovvero un valore sensibilmente superiore al CT percepito oggi.

Il prezzo all'ingrosso infatti è sostanzialmente dato dalla somma della componente a copertura del costo combustibile (il CT) a quella dei costi fissi dell'impianto;

Infine è bene ricordare altre agevolazioni concesse alle energie rinnovabili, alle quali è riconosciuta la priorità di dispacciamento, l'*esenzione dal pagamento dei Certificati Verdi*, anche per gli impianti di vecchia data ed i grandi idroelettrici, e, comune a tutti gli impianti, la *restituzione della componente di trasporto CTR* di circa 0,47 c€/kWh per gli impianti che immettono in bassa e media tensione.

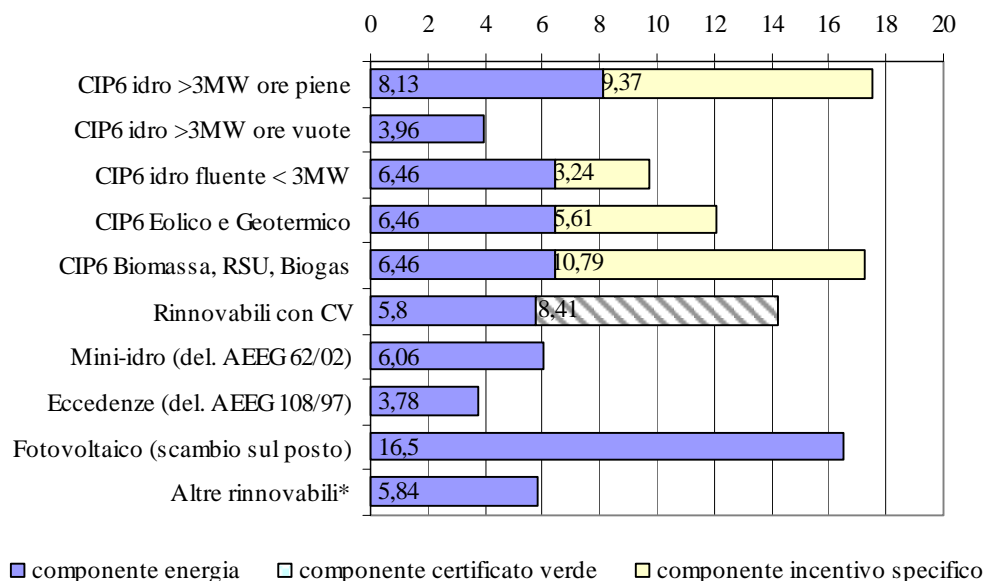
Nella figura 6.8.1 è rappresentato un quadro di sintesi che consente il confronto tra le entità di remunerazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili per tipologia e taglia di impianto.

<sup>37</sup> La soglia è data dalle regole del mercato elettrico che infatti escludono la possibilità di partecipazione alla borsa per gli impianti con potenza inferiore ai 10 MVA.

<sup>38</sup> Si tratta del PG ovvero il prezzo all'ingrosso.



Figura 6.8.1 - Remunerazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (c€/kWh)



Altre rinnovabili\*: il valore corrisponde al prezzo di generazione riconosciuto dall'AEEG, può valere come stima per tutti gli impianti a fonti rinnovabili che non rientrano in alcun meccanismo di incentivazione (ad esempio idroelettrico e al geotermoelettrico)

Nella figura sono indicate (dall'alto in basso):

la remunerazione totale degli impianti CIP6 per le diverse tipologie d'impianto la cui tariffa è scomposta in costo evitato ed incentivo specifico per tecnologia (per gli impianti idro > 3 MW viene indicato sia il prezzo nelle ore piene che il prezzo delle ore vuote);

la remunerazione degli impianti entrati in funzione dopo il 1/4/99 e che pertanto cedono l'energia elettrica separatamente dalla vendita del CV;

la tariffa riconosciuta agli impianti mini-idro con la delibera AEEG 62/02;

la tariffa riconosciuta alle eccedenze con la delibera AEEG 108/97;

la "valorizzazione" dell'elettricità prodotta con il fotovoltaico attraverso il meccanismo dello "scambio sul posto": la tabella riporta il prezzo che un utente domestico sostiene per l'acquisto di energia elettrica per consumi attorno ai 3000 kWh anno. Più che la remunerazione tale valore corrisponde alla valorizzazione dell'energia elettrica; infatti lo scambio sul posto non implica una remunerazione dell'energia prodotta, ma una sostituzione dell'energia immessa dal modulo fotovoltaico con energia elettrica prelevata dalla rete a costo zero.

in corrispondenza della voce "altre rinnovabili" il valore indicato corrisponde al prezzo di generazione nazionale riconosciuto dall'AEEG al netto dei prezzi di trasporto per le forniture al mercato vincolato (PGn). Tale valore è l'indicatore più attendibile (anche se limitato alle cessioni al mercato vincolato) per la stima della remunerazione degli impianti rinnovabili non inclusi nelle altre categorie (in particolare il grande idroelettrico e il geotermoelettrico).

## 6.9. STIMA DELLA PRODUZIONE DA FONTE RINNOVABILE PER EFFETTO DEI CERTIFICATI VERDI

In ultimo proviamo a fornire una stima dell'impatto dei Certificati Verdi nella promozione della generazione da energia rinnovabile da oggi al 2012. Il consumo interno lordo (produzione lorda + saldo import; CIL) viene incrementato del 2,5% anno sino al 2007 e quindi dell'1,6%.

Dal CIL (suddiviso in produzione nazionale ed import supposto a 60 TWh nel 2010), si ricava la produzione termoelettrica lorda, tenendo presente il contributo progressivo delle energie rinnovabili. L'obbligo di Certificati Verdi viene progressivamente incrementato dello 0,35% su base annua a partire dal 2005. Viene fornita la stima dell'energia elettrica sotto obbligo quale differenza tra il CIL e le esenzioni.

Tra le esenzioni vengono annoverate:

- i servizi alla produzione del settore termoelettrico in percentuale costante sulla produzione termoelettrica lorda del 2002;
- la franchigia iniziale tenuta costante nel tempo;
- la produzione rinnovabile lorda opportunamente incrementata di anno in anno per effetto dei Certificati Verdi;
- la quota di importazioni che viene certificata come rinnovabile;
- la quota di cogenerazione che rispondendo ai criteri della delibera 42/02 è esonerata; si suppone un contributo della cogenerazione pari al 18% della produzione termoelettrica nazionale al 2012;
- la generazione da impianti di pompaggio tenuta costante nel tempo.

Nella valutazione dell'andamento della produzione rinnovabile si è pertanto provveduto a computare i dati reali per gli anni 2001 e 2002, ed a stimare sulla base di anticipazioni la produzione attesa per il 2003. Per fare questo si parte dai valori di "substrato" il cui livello dal 2004 viene tenuto costante a 50 TWh quale generazione attesa dal parco impianti rinnovabile esistente al 2001 con una correzione che prenda in considerazione le variazioni climatiche per l'idroelettrico (si osservino infatti i valori del substrato per gli anni 2001, 2002, e 2003, sperando, per altro, che il 2002 e il 2003 non costituiscano un trend ma un'anomalia). Viene quindi imputata la produzione di energia rinnovabile da impianti costruiti per soddisfare l'obbligo dei CV.

Si è ipotizzato che, dati gli elevati costi del CV GRTN, il settore privato segua l'andamento della domanda di CV al 90% a partire dal 2004. Viene quindi aggiunta la produzione attesa dal completamento del programma CIP6.

Per gli anni 2010, 2011 e 2012 è stata reintrodotta la produzione degli impianti il cui periodo di incentivazione CV è scaduto terminati gli otto anni di incentivazione. È stata detratta una stima del contributo dei rifacimenti alla domanda di CV dal momento che l'emissione di questi CV è a detrimento della produzione storica da rinnovabile (substrato). La somma di queste voci determina la previsione di generazione rinnovabile nel decennio. La generazione prevista per il 2010 risulta di 64 TWh ovvero il 16% del CIL.

Lo sviluppo di uno scenario differente che preveda l'annullamento dell'esenzione per le importazioni di energia rinnovabile; un'esenzione per la cogenerazione stazionaria a 40 TWh nonché un contributo dei rifacimenti limitato a 1 TWh si conclude con una previsione di generazione rinnovabile al 2010 di circa 66 TWh pari al 16,7% del CIL.

Tabella 6.9.1 - Produzione da fonti rinnovabili 2001-2012 per effetto dei Certificati Verdi

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Consumo interno lordo	327332	334261	342618	351183	359963	368962	378186	384237	390384	396631	402977	409424
Saldo import	48337	50598	51773	52949	54124	55299	56474	57650	58825	60000	60000	60000
Produzione lorda	278995	283663	290844	298234	305839	313663	321711	326587	331560	336631	342977	349424
Termoelettrica lorda	216792	226600	232532	232587	238760	246410	253369	257418	261713	264959	268822	273393
Incremento					0,35%	0,35%	0,35%	0,35%	0,35%	0,35%	0,35%	0,35%
Obbligo		2,00%	2,00%	2,00%	2,35%	2,70%	3,05%	3,40%	3,75%	4,10%	4,45%	4,80%
Energia sotto obbligo	162787	193335	199116	199344	205352	228756	235508	239509	243744	246987	249637	252956
Quota obbligo		3256	3867	3982	4685	5544	6977	8007	8982	9993	10991	11983
Esenzioni	164545	140926	143501	151839	154611	140206	142678	144728	146641	149644	153340	156468
Servizi produzione	11965	12463	12789	12792	13132	13553	13935	14158	14394	14573	14785	15037
Franchigia	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400
Rinnovabili	55087	49500	50749	58084	59516	59690	60779	61607	62283	64108	66592	68468
Import rinnovabili	28520	28000	28000	28000	28000	12000	12000	12000	12000	12000	12000	12000
Cogenerazione	58457	40000	41000	42000	43000	44000	45000	46000	47000	48000	49000	50000
Pompaggio	7116	7563	7563	7563	7563	7563	7563	7563	7563	7563	7563	7563
SUBSTRATO	51587	45275	43849	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
CV Privati	914	914	2600	3584	4216	4990	6279	7207	8083	8994	9892	10784
CV GRTN	3500	3690	5000	5500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500
CV Privati terminati									914	2600	3584	
Rifacimenti		-150	-700	-1000	-1200	-1800	-2000	-2100	-2300	-2300	-2400	-2400
Rinnovabili	55087	49729	50749	58084	59516	59690	60779	61607	62283	64108	66592	68468
Rinnovabili/Consumo lordo	16,8%	14,8%	14,8%	16,5%	16,5%	16,2%	16,1%	16,0%	16,0%	16,2%	16,5%	16,7%
% import		15,1%	15,1%	15,1%	15,0%	15,0%	14,9%	15,0%	15,1%	15,1%	14,9%	14,7%



## **Capitolo 7**

# **IL PROGRAMMA ENEA SUL SOLARE AD ALTA TEMPERATURA**



## 7.1. DISPONIBILITÀ DI ENERGIA E SOSTENIBILITÀ

### **L'energia è necessaria**

La disponibilità energetica è stata sempre una componente essenziale della civiltà umana. Nel corso dei tempi, il consumo energetico pro capite è cresciuto fino a diventare 100 volte superiore all'energia del metabolismo corporeo, basato sull'alimentazione. Nei Paesi maggiormente sviluppati, mediamente ogni individuo abbisogna giornalmente di 0,9 GJ, un'energia equivalente a quella ottenibile dalla combustione di 32 kg di carbone.

Il consumo energetico planetario è cresciuto stabilmente negli ultimi 150 anni ad un tasso annuo medio intorno al 2,3%. Il fabbisogno energetico dell'uomo, soddisfatto principalmente mediante i combustibili fossili, è aumentato fino a superare la somma dell'energia geotermica, proveniente dal nucleo terrestre, e delle maree indotte dal Sole e dalla Luna. Le attività umane hanno quindi pressoché raddoppiato l'energia endogena del pianeta Terra. Il consumo complessivo legato alle attività dell'uomo è comunque solo 1/10.000 dell'energia incidente sulla superficie terrestre proveniente dal sole.

Il consumo energetico di un Paese è direttamente correlato alla sua ricchezza prodotta: l'intensità energetica, ovvero il rapporto tra i consumi energetici ed il PIL, benché leggermente decrescente con il progresso tecnologico, è all'incirca la stessa per i Paesi poveri e per quelli più sviluppati.

### **Energia e povertà**

Il "World's Energy Outlook 2002" dell'IEA (International Energy Agency) evidenzia che ben 1,6 miliardi di persone – un quarto della popolazione mondiale – sono oggi sprovviste di energia elettrica, il che preclude loro inevitabilmente lo sviluppo di una qualsiasi attività industriale e i relativi risvolti occupazionali. La maggioranza (4/5) di queste popolazioni vive in aree rurali dei Paesi in via di sviluppo, principalmente in Asia e in Africa. Inoltre circa 2,4 miliardi di persone fanno affidamento quasi esclusivamente sulle biomasse tradizionali come fonte di energia primaria (figura 7.1.1).

Peraltro, in molti di questi Paesi, il livello di radiazione solare è considerevole e potrebbe quindi divenire per essi la fonte primaria di energia, purché utilizzabile con tecnologie semplici ed economiche. È quindi compito dei Paesi più avanzati, come l'Italia, sviluppare nuove tecnologie ed il "know-how" corrispondente, al fine di permettere un tale progresso.

### **Lo scenario energetico prevalente di "business as usual"**

Gran parte delle previsioni energetiche, basate sulle proiezioni economiche per i prossimi decenni, ci assicurano che gli approvvigionamenti di combustibili fossili saranno largamente sufficienti a coprire le richieste. In assenza di grandi innovazioni tecnologiche, i previsti consistenti aumenti della domanda energetica mondiale saranno coperti da un sempre più intenso utilizzo di combustibili fossili, con una leggera flessione del contributo relativo all'energia nucleare ed il mantenimento di un apporto molto ridotto, se si esclude la risorsa idraulica, da parte delle fonti rinnovabili (sole, vento, geotermia, biomassa ecc.).

La percentuale di penetrazione di queste nuove fonti energetiche rinnovabili, riferita alla domanda totale di energia primaria, presenterà solamente un modesto incremento nei prossimi trenta anni, da circa il 2% attuale a circa il 3% (figura 7.1.2).

Figura 7.1.1 - Situazione energetica nei Paesi in via di sviluppo

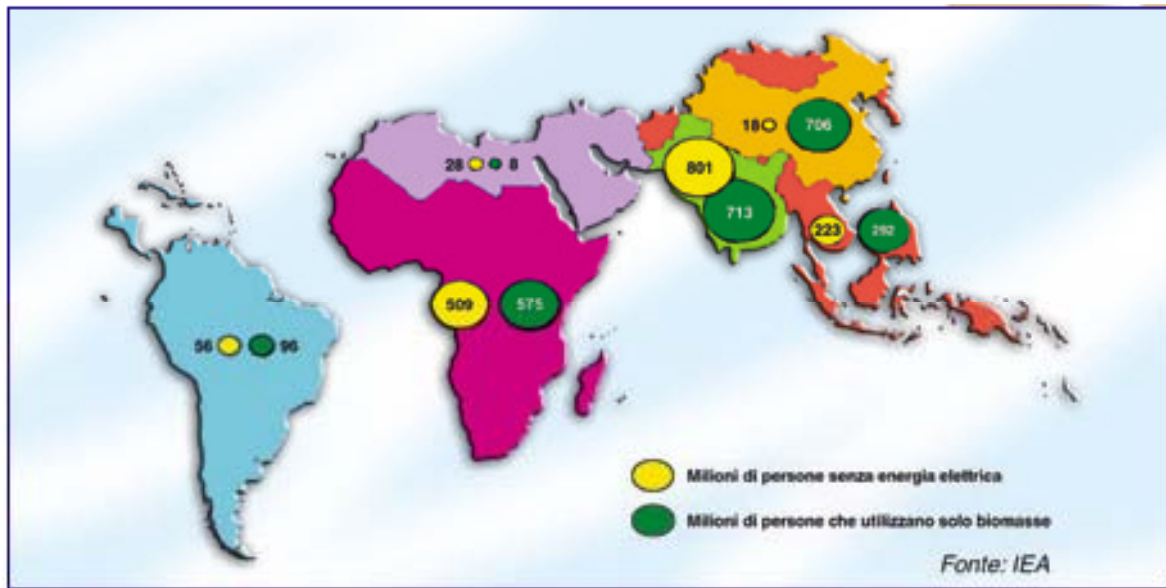
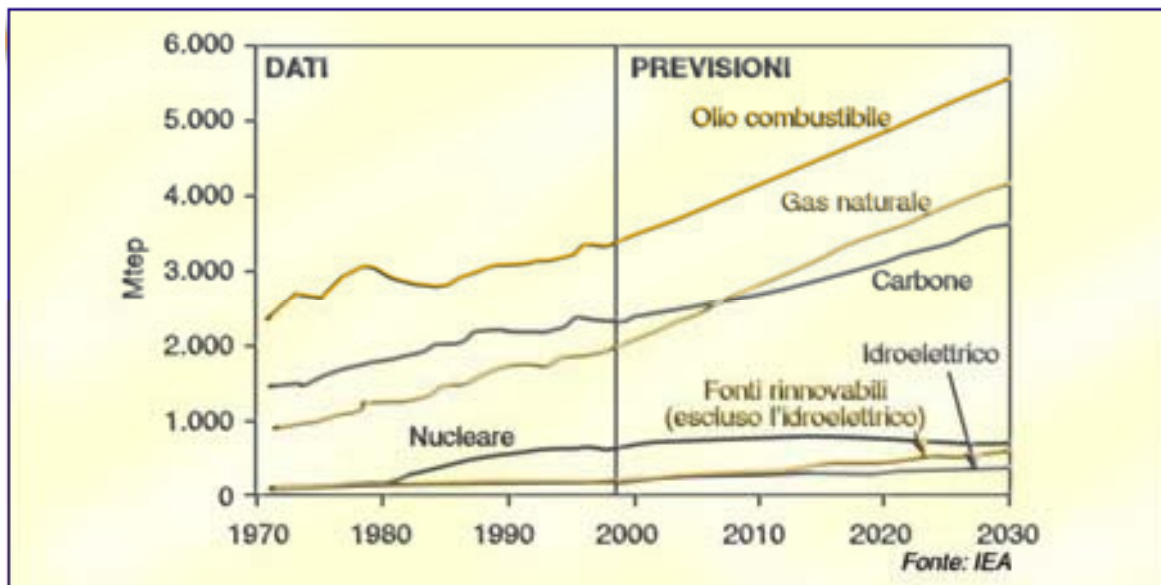


Figura 7.1.2 - Scenario “business as usual” delle fonti energetiche a livello mondiale



Sempre secondo l'analisi dell'IEA, tra il 2000 ed il 2030 è prevedibile un raddoppio dei consumi mondiali di energia elettrica, principalmente a causa dell'aumento della domanda nei Paesi in via di sviluppo. Gli investimenti corrispondenti sono stimati in ben 4.300 miliardi di US\$. Malgrado un incremento dell'uso di gas naturale, la principale fonte primaria per la produzione di elettricità rimarrà, almeno fino al 2030, il carbone. A parità di energia elettrica prodotta, le emissioni di CO<sub>2</sub> da carbone sono 2,5 volte maggiori di quelle da gas naturale. Per modificare radicalmente lo scenario delineato da questa previsione “business as usual”, è necessario un vigoroso impulso allo sviluppo di tecnologie innovative.



## Una serie di disastri preannunciati

Il precedente scenario “business as usual” comporta infatti preoccupanti conseguenze, vale a dire:

1. cambiamenti climatici di ampie proporzioni, con conseguenze particolarmente gravi nei Paesi in via di sviluppo, meno preparati ad affrontarne gli effetti;
2. sviluppo sostenibile ostacolato da problemi correlati alla sicurezza degli approvvigionamenti di petrolio e gas naturale;
3. problemi della povertà mondiale non risolti, ma amplificati dall’inevitabile aumento del prezzo dei combustibili fossili, causato dall’aumento della domanda, e dall’esigenza di massicci investimenti, soprattutto per il gas naturale.

Le conseguenze di questo scenario possono essere evitate solo modificando alcune delle sue ipotesi di base, in particolare la previsione che nessuna tecnologia veramente innovativa e più accettabile per l’ambiente sarà disponibile e avrà un ruolo sostanziale nei prossimi decenni. L’energia solare è la candidata ideale per rompere un tale circolo vizioso tra il progresso economico e le sue ripercussioni ambientali e sociali.

### 7.1.1. *Un nuovo approccio all’energia solare*

Come già menzionato, le tecnologie rinnovabili odierne, senza il contributo di quella idroelettrica, coprono solo il 2% circa della domanda di energia primaria nel mondo. Quasi tutte le previsioni IEA, basate sulla situazione di mercato attuale e sulla sua evoluzione a livello mondiale, indicano che esse potranno raggiungere al massimo il 3% nel 2030. Le ragioni di una penetrazione così modesta sono ben note :

*il costo dell’energia finale prodotta, al netto degli incentivi, deve essere competitivo con quello derivante dall’utilizzo dei combustibili fossili: la migliore energia è quella più economica;*  
*la tecnologia di produzione energetica deve ovviare al problema della “discontinuità”, fattore oggi associato alla fonte primaria solare ed eolica: l’energia deve essere disponibile allorquando è richiesta dall’utente.*

Tali limitazioni vanno quindi rimosse, all’interno di una ragionevole tempistica determinata dall’urgenza del problema, con l’aiuto di tecnologie innovative.

Un nuovo e importante programma di ricerca e sviluppo, sostenuto da appropriati finanziamenti pubblici, è stato quindi avviato dall’ENEA nel 2001. Questo programma punta allo sviluppo di una nuova tecnologia, basata sull’utilizzo di semplici specchi a basso costo per la concentrazione della radiazione solare diretta, al fine di convertirla, nel modo più efficiente, in calore ad alta temperatura. Per ovviare alla variabilità indotta dal ciclo giorno/notte, l’energia solare è immagazzinata sotto forma di calore con l’ausilio di sali fusi portati a 550 °C. L’accumulo termico ha una capacità sufficiente per erogare potenza in modo completamente disaccoppiato e indipendente dalla presenza dell’irraggiamento solare, dunque anche di notte o in condizioni di cielo coperto.

Questa nuova tecnologia ENEA sarà in grado, qualora sviluppata su scala adeguata, di produrre calore di processo ad alta temperatura per una grande varietà di applicazioni industriali, ed in particolare per la produzione di energia elettrica, ad un costo competitivo con quello relativo al gasolio o al gas naturale. Così potrà costituire una valida alternativa alle tecnologie tradizionali, che sfruttano i combustibili fossili, ma senza le emissioni di gas inquinanti e di CO<sub>2</sub>.

### 7.1.2. Energia verde: un mercato europeo in rapida espansione

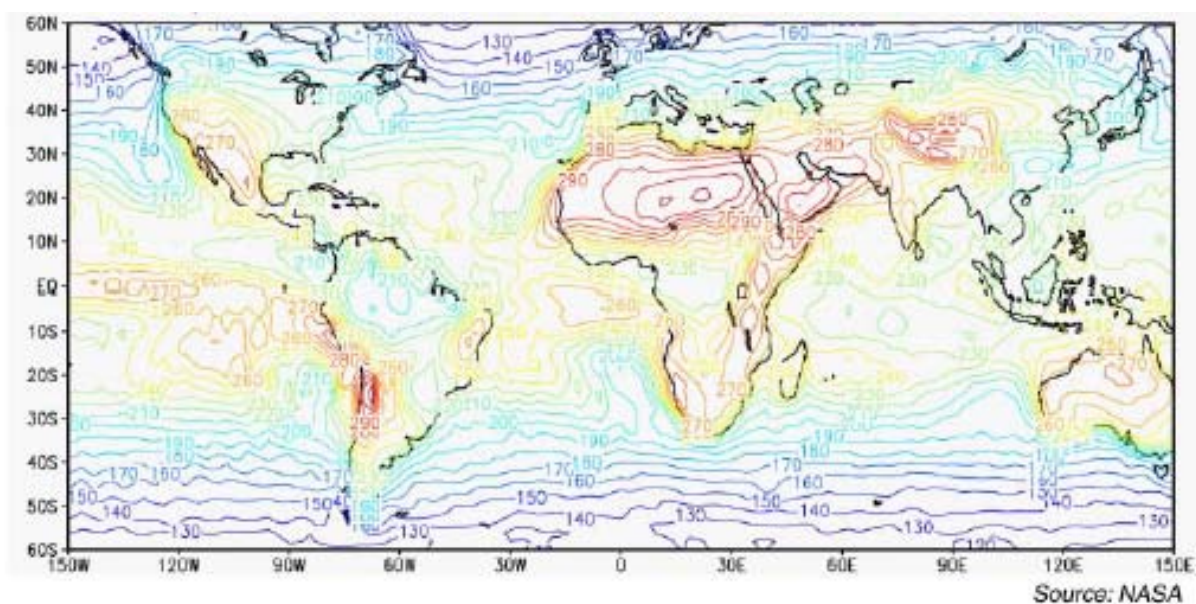
In gran parte dei Paesi europei, alle società di distribuzione è richiesta la fornitura di energia elettrica con un contributo percentuale minimo proveniente da fonti primarie rinnovabili. Questo crea un mercato elettrico con due prodotti indipendenti, eliminando la concorrenza tra essi. In Italia, per esempio, il prezzo dell'energia elettrica verde è oggi prossimo ai 14 c€/kWh e la quota da rinnovabili fissata al 2%. Inoltre è previsto l'aumento graduale di questa quota obbligatoria, per agevolare una progressiva riduzione della dipendenza dalle fonti fossili.

Attualmente i consumi elettrici annuali nell'Europa dei 15 sono di 2.600 TWh/a, estrapolabili a 2.900 TWh/a nel 2010. Un contributo del 22% di energia elettrica verde in Europa, obiettivo a medio termine raccomandato dalla Commissione Europea, aprirebbe un nuovo mercato al 2010 di 640 TWh/a, corrispondente ad una potenza "verde" totale installata di 73 GWe. Come si vedrà in seguito, una frazione considerevole di tale richiesta di potenza potrebbe essere realisticamente soddisfatta con la tecnologia innovativa ENEC, installata per esempio nell'Africa del nord, ad un costo di produzione paragonabile con quello degli impianti a combustibili fossili e quindi competitivo con le altre tecnologie rinnovabili concorrenti, ad eccezione dell'idroelettrica, quali ad esempio l'eolica, la geotermica e la fotovoltaica.

#### 7.1.2.1. Energia elettrica solare dall'Africa

Molte aree del Sahara hanno sia una favorevole esposizione alla radiazione solare sia un'escursione stagionale piuttosto ridotta. Nelle condizioni ottimali l'irraggiamento diretto su una superficie orizzontale va da circa 9 kWh/m<sup>2</sup> al giorno (in luglio) a circa 7 kWh/m<sup>2</sup> al giorno (in dicembre); la radiazione diretta normale (DNI) annuale è intorno a 2.900 kWh/m<sup>2</sup> (10,4 GJ/m<sup>2</sup>), quasi il doppio di quella nelle località più favorevoli del sud Italia (figura 7.1.3).

Figura 7.1.3 - Media annuale della radiazione solare diretta (W/m<sup>2</sup>)



In queste condizioni ottimali e con un'efficienza di raccolta di circa il 65%, un chilometro quadrato di collettori è in grado di trasferire ogni anno all'accumulo termico un'energia equivalente a 1,2 milioni di barili di petrolio (BOL); ovvero, nei circa 25 anni di vita dell'impianto, 30 milioni di BOL. Al prezzo attuale di circa 25 US\$/BOL, essi equivalgono a circa 750 milioni di dollari, vale a dire un ricavo totale di 750 dollari per ogni metro quadrato di collettori. Il costo stimato dell'intero sistema solare ENEA, rapportato alla superficie di captazione, è dell'ordine di 100 US\$/m<sup>2</sup>, per un congruo volume di produzione.

Considerando un'efficienza tipica di conversione, da energia solare diretta a energia elettrica, pari a circa il 28%, ottenibile a questi livelli di irraggiamento, ogni chilometro quadrato di collettori produce annualmente circa 800 GWh di energia elettrica. Questa quantità è equivalente alla produzione annuale di una centrale convenzionale a carbone o a gas di circa 100 MWe. Quindi per produrre l'energia elettrica erogata da una centrale di 1 GWe è richiesta un'area di circa 10 km<sup>2</sup> di specchi, ovvero un quadrato di circa 3,3 km di lato. L'area globalmente occupata dall'impianto è in realtà doppia rispetto a quella citata a causa della spaziatura tra gli specchi.

### **Il trasporto elettrico su lunghe distanze: fattibile ed economico**

Il notevole contributo potenziale, offerto dall'energia solare attraverso tale tecnologia, non potrebbe essere completamente sfruttato qualora restasse inquadrato solamente nella logica di una domanda locale e regionale. Ma, qualora la sua produzione fosse resa disponibile verso regioni con maggiore domanda di elettricità e minore insolazione, le potenzialità della tecnologia potrebbero essere fortemente incrementate, dandole così la possibilità di contribuire in maniera significativa alla stabilizzazione del clima globale.

Infatti, grazie a tecnologie di trasmissione oggi disponibili, il trasporto di energia elettrica rinnovabile da lontane regioni desertiche è fattibile sia dal punto di vista tecnologico che economico. A oggi, quasi 60 GW di potenza elettrica sono trasportati a grande distanza in 80 installazioni operative, basate su linee elettriche di trasmissione in corrente continua ad alta tensione (HVDC). Tra tutte, ricordiamo quella che porta l'energia elettrica alla città di New York dal Canada, su una distanza maggiore di tremila chilometri. Queste linee, con una potenza tipica di trasmissione che va da 0,2 a 10 GWe, superano, con l'ausilio di cavi marini, anche gli ostacoli dovuti all'attraversamento di tratti di mare; vanno citati al riguardo, per quanto concerne l'Italia, il collegamento sottomarino con la Sardegna e quello, entrato in funzione di recente, con la Grecia.

Il costo della trasmissione di potenza tramite linee terrestri HVDC può essere stimato con la relazione  $[0,3 + (0,2 \div 0,6)L_0]$  US¢/kWh, dove con  $L_0$  è indicata la lunghezza della linea in migliaia di chilometri. L'incidenza dei tratti di trasmissione marini è all'incirca dieci volte maggiore rispetto a quella sopra citata. La perdita di potenza nel trasporto è contenuta, pari a circa 0,03  $L_0$ . A titolo di esempio, il costo del trasporto per una distanza di 1.000 km su terra e 100 km in mare – la distanza necessaria per trasportare in Sicilia l'energia prodotta nel Sahara vicino – è dell'ordine di 0,6÷1,0 US¢/kWh, un costo addizionale sicuramente accettabile.

L'energia elettrica prodotta nel Nord Africa potrebbe essere quindi trasferita alla rete europea per mezzo di linee HVDC, due delle quali sono già in fase di realizzazione, tra l'Algeria e l'Italia (2.000 MW) e tra il Marocco e la Spagna (3.000 MW).

Il trasporto elettrico è più economico di quello del gas naturale, poi utilizzato per la produzione di energia elettrica. Ma, per un confronto economico omogeneo, si dovrebbe ipotizzare un'eventuale produzione diretta, a bocca di pozzo metanifero locale, dell'energia elettrica, ad un costo stimato di circa 1,5 US¢/kWh, a cui andrebbe aggiunto il costo di trasporto. Tuttavia, va sottolineato, l'energia verde è una necessità, con un mercato indipendente e propri prezzi di mercato.

## **I costi previsti sono altamente competitivi**

Ipotizzando i valori-obiettivo della tecnologia ENEA, sono stati calcolati i parametri complessivi e i costi previsti, sia dell'energia termica che dell'energia elettrica prodotta, per una serie di moduli da 400 MWe; i risultati ottenuti sono riassunti nella tabella 7.1.1.

Si evince che si potrebbe produrre calore solare ad alta temperatura ad un costo di circa 2 US\$/GJ, da confrontare con i costi estrapolati (IEA) al 2020 del gas naturale, pari a 3,07 US\$/GJ (Net-back), e del carbone, pari a 0,88 US\$/GJ. Va tuttavia fatto presente che il gas naturale ha costi variabili e dominati dall'incidenza del trasporto, mentre a bocca di pozzo ha il prezzo imbattibile di circa 0,5 US\$/GJ.

Per la stessa serie di impianti modulari da 400 MW, il costo di produzione dell'energia elettrica risulta essere pari a 2,56 US¢/kWh, a cui va aggiunto il costo del trasporto elettrico dell'ordine di 0,6 US¢/kWh; costo del tutto comparabile con quello relativo ad impianti con tecnologia "Pulverised Coal Steam Electric" (PCSE) e desolfurazione dei fumi (FDG) da 500 MWe oppure ad impianti con ciclo combinato a gas naturale (NGCC) da 400 MWe, che producono al tipico costo di 3,0÷3,3 US¢/kWh, ma con emissioni di gas inquinanti e di CO<sub>2</sub>.

### *7.1.3. L'innovazione nelle tecnologie solari: un contributo alla sostenibilità*

La nuova tecnologia ENEA, nei Paesi a forte insolazione, è in grado di ridurre i consumi delle risorse fossili e la necessità di importazioni energetiche, diffondendo l'uso di una straordinaria risorsa naturale, ben distribuita nel mondo e largamente accessibile. Tale tecnologia potrà contribuire alla diversificazione delle fonti energetiche e alla riduzione delle emissioni inquinanti a livello mondiale. Inoltre potrà creare non solo opportunità di lavoro e dare un impulso all'economia, ma al tempo stesso ridurre i rischi di conflitto correlati alle forniture energetiche e ai cambiamenti climatici.

Le emissioni mondiali annue di CO<sub>2</sub> derivanti dalla produzione di energia elettrica ammontano storicamente (1990) a 1,6 GtC<sub>eq</sub>/anno, con un incremento annuo pari a circa l'1,5%. Il gruppo di lavoro "Intergovernmental Panel on Climate Changes" (IPCC) ha raccomandato per il 2020 una riduzione di almeno 0,7 GtC<sub>eq</sub>/anno, che potrebbe essere totalmente realizzata con una superficie di circa 3.600 km<sup>2</sup> di collettori (un quadrato di 60 km di lato).

La metà delle previste nuove installazioni mondiali per la produzione di energia elettrica al 2020 – corrispondenti ad una potenza di circa 3.500 GW – richiederebbero una superficie di collettori dell'ordine di 35.000 km<sup>2</sup> (un quadrato di 190 km di lato), solamente una minuscola frazione delle regioni desertiche potenzialmente utilizzabili. Benché la superficie in questione sia considerevole in termini assoluti, non c'è nessuna ragione per la quale tale soluzione debba essere considerata utopica, purché essa sia attraente dal punto di vista economico. Si ricorda che la superficie mondiale dedicata all'agricoltura ammonta a circa un milione di chilometri quadrati!

Al fine di arrivare allo sviluppo su così grande scala di tali tecnologie innovative, è necessario stimolare un processo "virtuoso" di avvio, grazie al quale si realizzi una riduzione dei costi in seguito all'aumento della produzione e, nello stesso tempo, la penetrazione nel mercato sia amplificata dalla riduzione dei costi. Il supporto pubblico allo sviluppo tecnologico deve essere mantenuto solo finché questa diffusione "epidmica" del prodotto non sia stata attivata.

Le considerazioni precedenti mostrano come la nicchia di mercato, una volta raggiunta la competitività con i combustibili fossili, potrebbe ampliarsi notevolmente, fino ad interessare una potenza cumulativa installata di diverse migliaia di gigawatt. Poiché il tempo di costruzione di tali impianti, che richiedono tecnologie semplici, è relativamente breve, il tasso di crescita del loro mercato può raggiungere rapidamente livelli sostenuti, con una tempestiva presa di controllo sugli incombenti cambiamenti climatici.

Tabella 7.1.1 - Parametri principali relativi ad un impianto per la produzione di energia elettrica basato sulla tecnologia ENEA

<b>Parametri radiazione solare</b>		
Localizzazione dell'impianto	Sito ottimale, deserto Sahara	
Irraggiamento diretto giornaliero, luglio	9,0	kWh/(m <sup>2</sup> )
Irraggiamento diretto giornaliero, dicembre	7,0	kWh/(m <sup>2</sup> )
Irraggiamento diretto, integrale annuo	2.900	kWh/(m <sup>2</sup> )
	10,44	GJ/(m <sup>2</sup> )
<b>Prestazioni campo solare</b>		
Efficienza captazione termica	72	%
Temperatura nominale di funzionamento	550	°C
Fattore di carico medio	0,9	
Energia termica accumulata	6,79	GJ/(m <sup>2</sup> anno)
<b>Costi produzione calore</b>		
Costi obiettivo ENEA campo solare	100	\$/m <sup>2</sup>
Quota ammortamento costo capitale (*)	0,1152	a <sup>-1</sup>
Costo obiettivo energia termica		
—Investimenti	1,70	\$/ GJ
—Esercizio e manutenzione	0,15	\$/ GJ
<b>Totale (obiettivo)</b>	<b>1,85</b>	<b>\$/ GJ</b>
<b>Generazione elettrica: singolo blocco</b>		
Potenza elettrica nominale	400	MW
Fattore di carico	0,8	
Efficienza di conversione elettrica	45	%
Energia elettrica prodotta	2,80	TWh/anno
Energia termica richiesta	22,4 x 10 <sup>6</sup>	GJ/anno
Area collettori solari	3,30	km <sup>2</sup>
<b>Costi generazione elettrica</b>		
—Investimento impianti convenzionali	0,70	€/kWh
—Calore solare, valori obiettivo	1,48	€/kWh
—Spese fisse esercizio e manutenzione	0,23	€/kWh
—Spese variabili esercizio e manutenzione	0,15	€/kWh
<b>Totale</b>	<b>2,56</b>	<b>€/kWh</b>
<b>Emissioni CO<sub>2</sub> evitate, rispetto a</b>		
—Carbone, PCSE con FDG (rend. 33,5 %)	0,69 x 10 <sup>6</sup>	t/anno
—Carbone, CIGCC (**)	0,56 x 10 <sup>6</sup>	t/anno
—Gas naturale, NGCC (rend. 54,1 %)	0,25 x 10 <sup>6</sup>	t/anno

(\*) I costi sono calcolati assumendo un tasso del 10%, una vita dell'impianto di 25 anni, un'assicurazione annuale pari a 0,5% e trascurando le tasse, da cui risulta un tasso di ammortamento annuo di 0,1152.

(\*\*) Impianto a ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone.

#### 7.1.4. Lo scenario futuro è prevedibile anche dall'esperienza del passato

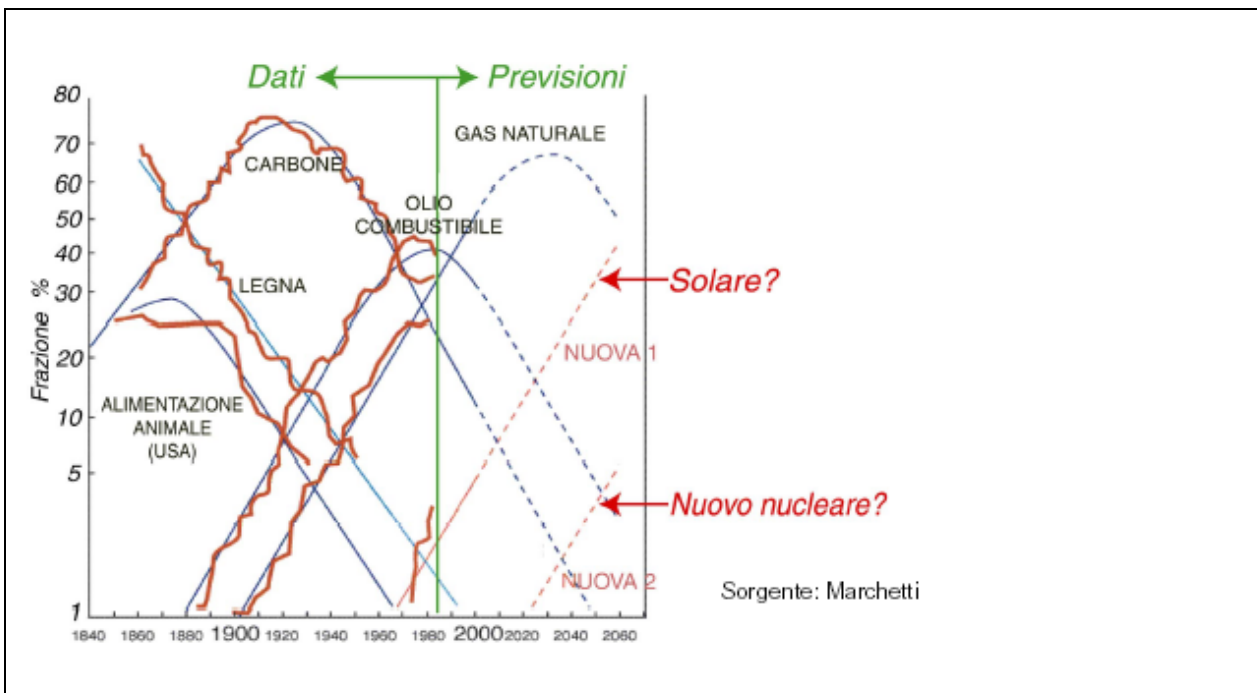
L'evoluzione delle forniture di energia primaria negli ultimi 150 anni ha seguito un andamento relativamente semplice. Cesare Marchetti (fisico italiano) ha dimostrato che si può predire lo sviluppo di molti aspetti dell'attività umana, e delle fonti energetiche in particolare, utilizzando le equazioni epidemiche. L'idea di base è che la penetrazione di una nuova tecnologia ha un andamento simile a quello dell'evoluzione biologica, nella quale nuove specie cacciano via dalla propria nicchia le specie preesistenti. Quasi tutte le nuove concezioni tecnologiche si impongono sul mercato con andamenti simili a quelli epidemici. La loro evoluzione temporale segue analoghe semplici equazioni.

Negli ultimi 150 anni, in particolare, il mix delle fonti energetiche primarie ha mostrato un andamento in perfetto accordo con le curve "epidemiche", indipendentemente dagli eventi della società. Il fatto che ci sia stato un così buon accordo nel passato, suggerisce la possibilità di estrapolare questo metodo per gli avvenimenti futuri e, in particolare, per l'affermazione di una nuova risorsa energetica. L'affidabilità del metodo è basata sul fatto che i parametri che governano la forma della curva epidemica sono già definiti fin dagli stadi iniziali dell'evoluzione (figura 7.1.4).

Si noti che la catena di sostituzioni "storiche" (cibo per animali → legna → carbone → petrolio → gas naturale) è stata dettata dal mercato e non dalla disponibilità delle risorse. Le sostituzioni sono avvenute sempre all'incirca ogni 55 anni, in corrispondenza dei massimi dei cosiddetti "cicli di Kondratiev", che regolano l'evoluzione dei cicli economici. È da notare che l'avvento di nuove fonti di energia ha presentato, almeno per il passato, un tasso di crescita del contributo frazionario percentuale pressoché univoco.

È ragionevole attendersi che anche nel futuro permangano andamenti analoghi nell'evoluzione del sistema energetico mondiale. Secondo tale ipotesi, nella nicchia creata dall'evoluzione epidemica delle tecnologie attuali, è prevista l'apparizione e la crescita di una nuova fonte primaria, per la quale l'energia solare è la più accreditata candidata, eventualmente seguita da un'altra nuova ipotetica fonte, che potrebbe essere un nuovo nucleare (fissione o fusione).

Figura 7.1.4 - Scenario "evoluzione epidemica" delle fonti di energia a livello mondiale



La conclusione è rafforzata dal fatto che, nel futuro, soltanto il sole e una rinnovata fonte di origine nucleare hanno potenzialità di contributo energetico tali da sostenere l'enorme domanda di energia primaria, aggiuntiva a quella dei combustibili fossili, i quali evidentemente dovrebbero continuare a seguire la loro curva epidemica. Secondo questa ipotesi, la percentuale di penetrazione del solare tra le fonti primarie è prevista essere all'incirca dell'11% nel 2020, del 27% nel 2040 e del 40% nel 2060. Tali previsioni risponderebbero perfettamente alle raccomandazioni dell'IPCC per uno sviluppo sostenibile. Tuttavia sono in contrasto con quelle dell'IEA, nelle quali si ipotizza che solamente le tecnologie esistenti e ormai relativamente mature continueranno a perfezionarsi, senza la comparsa di significative "mutazioni" che generino nuove "specie". Quindi concetti nuovi ed innovativi, come peraltro è sempre successo nel passato, sono assolutamente necessari per modificare a fondo gli andamenti energetici previsti dallo scenario "business as usual", e specificatamente nella direzione ipotizzata da Marchetti.

Dal punto di vista tecnologico, lo sfruttamento della risorsa di energia addizionale dal sole può essere evidentemente sia di tipo diretto (fotovoltaico, captazione di calore ecc.) che indiretto (energia idrica, eolica, biomasse ecc.).

Sulla base delle considerazioni sopra citate e nell'ottica della disponibilità di una fonte di energia primaria adeguata a livello planetario, si ritiene che una delle più promettenti tecnologie sia quella dell'utilizzo diretto della radiazione solare, opportunamente concentrata, per ottenere calore ad alta temperatura. Le possibilità di utilizzo di questo calore possono essere molte; fra le varie applicazioni possibili, l'ENEA, impegnato in un programma sul solare a concentrazione finanziato con fondi pubblici da uno specifico articolo della legge finanziaria 2001, 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 tramite processi termici diretti ad alta efficienza, di cui si parlerà nella parte finale del capitolo. Come noto, l'idrogeno potrebbe diventare il sostituto, a medio termine, del gas naturale in tutte le sue applicazioni (è da ricordare che il vecchio "gas di città", ampiamente usato in passato, era composto per circa il 50% da idrogeno). Inoltre, nel lungo termine, l'introduzione dell'idrogeno come vettore energetico, in aggiunta all'energia elettrica, sarà inevitabile e potrà consentire all'energia solare di soddisfare una quota ancora maggiore della futura domanda di energia primaria.

## 7.2. CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI SOLARI A CONCENTRAZIONE ENEA

### **Una produzione di calore a costi competitivi**

Come si è visto, una volta che i sistemi di captazione ed accumulo dell'energia solare verranno prodotti su una scala sufficientemente grande, la produzione e l'erogazione di calore ad alta temperatura (550 °C) potrà essere effettuata, in località ad elevata insolazione, ad un costo di circa 2 US\$/GJ, non superiore all'analogo costo previsto nel futuro per il gas naturale e il petrolio.

### **Un'energia disponibile secondo la domanda**

La presenza dell'accumulo permette l'erogazione di energia termica su richiesta, indipendentemente dall'ora (giorno o notte). Le discontinuità della radiazione solare a breve termine (nuvole) e del ciclo notte/giorno sono completamente compensate, come pure le giornate senza sole, purché non eccessivamente persistenti. L'erogazione di calore su richiesta consente inoltre di seguire la variazione della domanda energetica giornaliera.



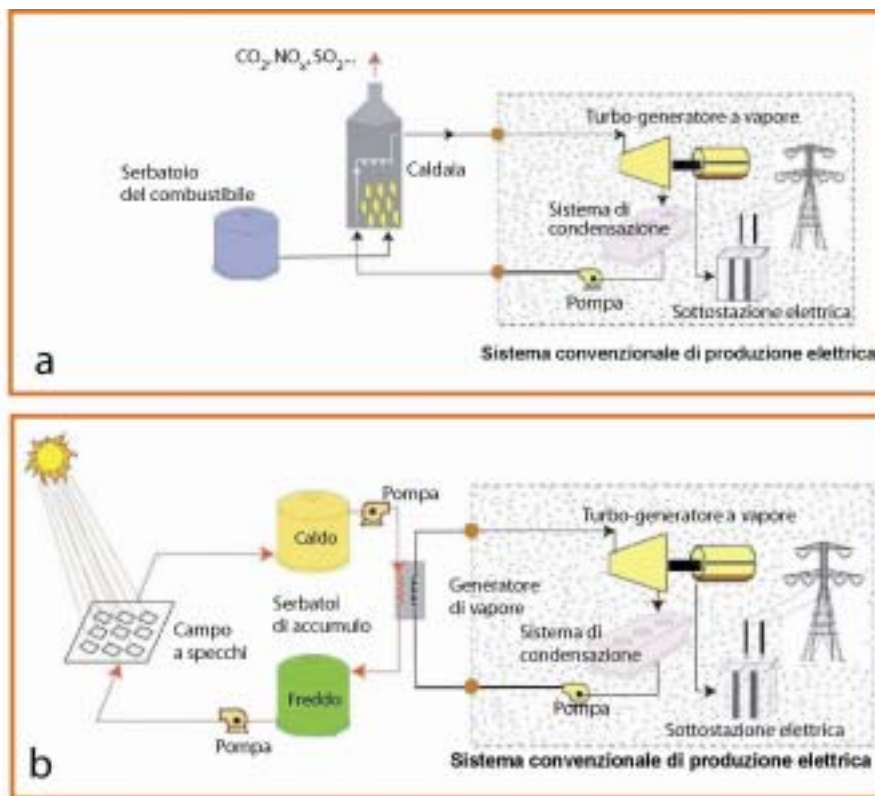
## La grande sostituzione

La concentrazione dell'energia solare con produzione di calore ad alta temperatura offre la possibilità di estendere, anche attraverso il "retro-fitting", l'uso di energia pulita e rinnovabile ad un gran numero di applicazioni industriali correnti. In queste applicazioni, come per esempio la produzione elettrica, l'energia è tradizionalmente fornita dall'energia chimica contenuta nei combustibili fossili, che mediante la combustione viene trasformata in calore ad alta temperatura. In alternativa, per la stessa applicazione, l'energia solare può essere raccolta, trasferita ad un fluido termovettore, che raggiunge una elevata temperatura, e accumulata in un contenitore termicamente isolato. A richiesta, questo calore ad alta temperatura viene trasferito all'applicazione, in sostituzione del calore fornito dai combustibili, nella forma più opportuna, ad esempio come vapore, grazie ad uno scambiatore di calore (figura 7.2.1).

### 7.2.1. Un'energia sostitutiva per applicazioni tradizionali

L'energia solare può alimentare, sotto forma di calore ad alta temperatura, impianti tradizionali e consolidati, come quelli con turbine a vapore, a gas o a cicli combinati, oppure generatori "stand alone" per la produzione locale di energia elettrica o la cogenerazione di elettricità e calore. Il calore ad alta temperatura può essere anche fornito a molti altri processi termo-chimici industriali. L'impianto solare produce energia elettrica e calore di processo come un qualsiasi altro impianto convenzionale di potenza. L'energia solare può, inoltre, essere integrata con quella fornita dai combustibili fossili qualora, per esempio, nei processi siano richieste temperature ancora maggiori per raggiungere efficienze termodinamiche più elevate.

Figura 7.2.1 - Produzione di energia elettrica: a) da combustibili fossili, b) da solare





## **Un uso efficiente dell'energia solare**

L'efficienza di captazione e di stoccaggio dell'energia solare diretta, incidente sul piano orizzontale, è superiore al 65%. Così, se i sistemi a concentrazione sono accoppiati a generatori elettrici azionati da turbine a vapore, grazie alla loro elevata efficienza richiedono superfici due o tre volte inferiori rispetto ai sistemi fotovoltaici, a parità di energia elettrica prodotta.

In molte regioni del mondo ogni metro quadrato di collettori può raccogliere annualmente una quantità di energia termica pari a quella contenuta in un barile di petrolio, evitando l'emissione di CO<sub>2</sub>. Questa sarebbe di circa 400 kg od 1 t qualora la stessa energia venisse ottenuta bruciando rispettivamente gas naturale o carbone.

## **Facilità d'impiego nella produzione elettrica**

La tecnologia è fortemente modulare e in questo settore può soddisfare esigenze diverse. L'energia solare può essere utilizzata sia in impianti termoelettrici di grande taglia (dell'ordine dei gigawatt elettrici), connessi con la rete internazionale, sia in piccoli impianti (tipicamente di pochi megawatt elettrici) per comunità isolate. Le potenzialità della tecnologia sono tali da rispondere, in modo economicamente accettabile, al mercato crescente dell'energia verde, fino ad una frazione sostanziale della futura richiesta di energia elettrica mondiale. Dal momento che la generazione elettrica è realizzata grazie a turbo-alternatori convenzionali, l'integrazione nella rete di impianti termoelettrici solari, anche di taglia elevata, non richiede misure particolari di stabilizzazione o di backup.

## **Una tecnologia rispettosa dell'ambiente**

Gli impianti solari producono energia senza emissioni né inquinamento. Non sono impiegati materiali tossici, infiammabili o altrimenti pericolosi: l'intero sistema non è sorgente di rischio o di altri fastidi (rumore) per le popolazioni residenti nelle sue vicinanze. In particolare il liquido termovettore utilizzato è un comune fertilizzante, già ampiamente usato in agricoltura, e le sue eventuali fuoriuscite accidentali non hanno alcun impatto ambientale. Sono impianti che non richiedono strutture elevate e i collettori solari, posizionati in modo ordinato e seguendo il profilo del terreno, non deturpano il paesaggio.

Il tempo di ritorno energetico del sistema è dell'ordine di solo sei mesi, meno del 2% dell'energia prodotta durante tutto il periodo di funzionamento. Tale percentuale risulta molto inferiore rispetto a quella, ad esempio, della tecnologia fotovoltaica.

Alla fine del periodo di utilizzazione, molti dei materiali possono essere riciclati e il sito può essere ripristinato per ulteriori installazioni.

## **Tempi di costruzione brevi e lunga durata dell'impianto**

Grazie alla semplicità progettuale, un impianto completo può essere realizzato in circa tre anni. Peraltro la vita attesa dell'impianto è approssimativamente di 25-30 anni. Oltre questo periodo, l'utilizzo dell'installazione può essere ulteriormente esteso apportando le modifiche e i miglioramenti che si fossero resi disponibili nel frattempo.

Lo smantellamento finale dell'impianto è semplice ed economico e il terreno è riutilizzabile senza limitazioni.

## **R&S avanzata e rapida commercializzazione successiva**

Impianti termoelettrici solari (con caldaia d'integrazione a gas) per un totale di 354 MWe di picco, realizzati con tecnologie analoghe ma di prima generazione, sono funzionanti a Kramer Junction (California, USA) da più di 15 anni e hanno raggiunto un'impressionante riduzione dei costi del chilowattora prodotto, che attualmente oscilla tra i 10 e i 15 US¢/kWh.

L'attuale concezione innovativa ENEA, oltre ad una riduzione dei costi, offre una maggiore temperatura di esercizio, un nuovo liquido termovettore non infiammabile e un accumulo termico tale da consentire il funzionamento dell'impianto senza richiedere l'integrazione con combustibili fossili. Il fluido termovettore e l'accumulo termico sono già stati provati con successo negli Stati Uniti in un impianto dimostrativo su scala significativa, che utilizza però una diversa tecnologia (impianto a torre centrale Solar Two da 10 MWe).

Al termine di più di due anni di intensa attività di ricerca e sviluppo, l'Ente ha realizzato nel 2003, insieme con l'industria, un circuito in dimensioni reali che incorpora tutti questi elementi innovativi. La messa in funzione e l'esercizio di tale circuito aprirà la strada alla costruzione di una serie di impianti di potenza.

Diversi impianti dimostrativi sono in fase di progettazione e valutazione ed è ragionevole attendersi che, in meno di quattro anni da oggi, impianti commerciali di grandi dimensioni potranno essere in via di realizzazione.

### **7.3. L'IMPIANTO SOLARE A CONCENTRAZIONE ENEA**

#### *7.3.1. Il principio di funzionamento*

Il progetto si è largamente ispirato ai sistemi a collettori parabolici lineari (SEGS - Solar Electric Generating Systems) che operano con successo come impianti ibridi solare-gas da più di quindici anni a Kramer Junction, in California. I miglioramenti principali rispetto a tale tecnologia sono:

1. nuovi specchi parabolici per aumentarne la robustezza e diminuirne il costo;
2. temperatura di funzionamento più alta, circa 550 °C, che richiede conseguentemente un nuovo rivestimento selettivo del sistema che assorbe la luce solare concentrata;
3. uso di un liquido termovettore con minore impatto ambientale e non infiammabile;
4. introduzione di un accumulo termico in grado di compensare le discontinuità della sorgente solare.

Questi miglioramenti (figura 7.3.1) comportano un costo di produzione inferiore, più alte efficienze di conversione del calore solare in energia elettrica e un funzionamento 24 ore su 24 dell'impianto di generazione sfruttando esclusivamente l'energia solare.

In sintesi, gli specchi parabolici lineari concentrano la luce diretta del sole su un tubo ricevitore lineare che assorbe l'energia raggiante e la converte in calore ad alta temperatura. Nell'intento di compensare le irregolarità dell'irraggiamento solare e il ciclo notte/giorno, il calore è accumulato sotto forma di sali fusi ad alta temperatura, utilizzati in seguito per produrre vapore e alimentare un ciclo di potenza convenzionale. L'accumulo termico ha una capacità adeguata a garantire l'erogazione di potenza quando richiesto, in particolare la notte o quando la sorgente solare è assente.

### 7.3.2. Gli specchi parabolici

La radiazione solare diretta è focalizzata su un tubo collettore-ricevitore mediante l'uso di grandi specchi parabolici lineari. L'apertura degli specchi è di 5,76 m, con una altezza focale di 1,81 m. Gli specchi, adatti ad una produzione economica in serie, sono costituiti da pannelli "a nido d'ape" (*honeycomb*) di 2,5 cm di spessore, con struttura interna in alluminio e strati superficiali in fibra di vetro, che presentano un'elevatissima rigidità. Sulla superficie esterna di questi pannelli aderisce un sottile specchio di vetro ad alta riflettività. Un insieme di tali pannelli riflettenti è rigidamente fissato ad una struttura di supporto, lunga circa 25 m, che consente la rotazione dell'insieme per seguire il percorso del sole (figura 7.3.2)

Figura 7.3.1 - Il progetto ENEA di un impianto termoelettrico solare a concentrazione

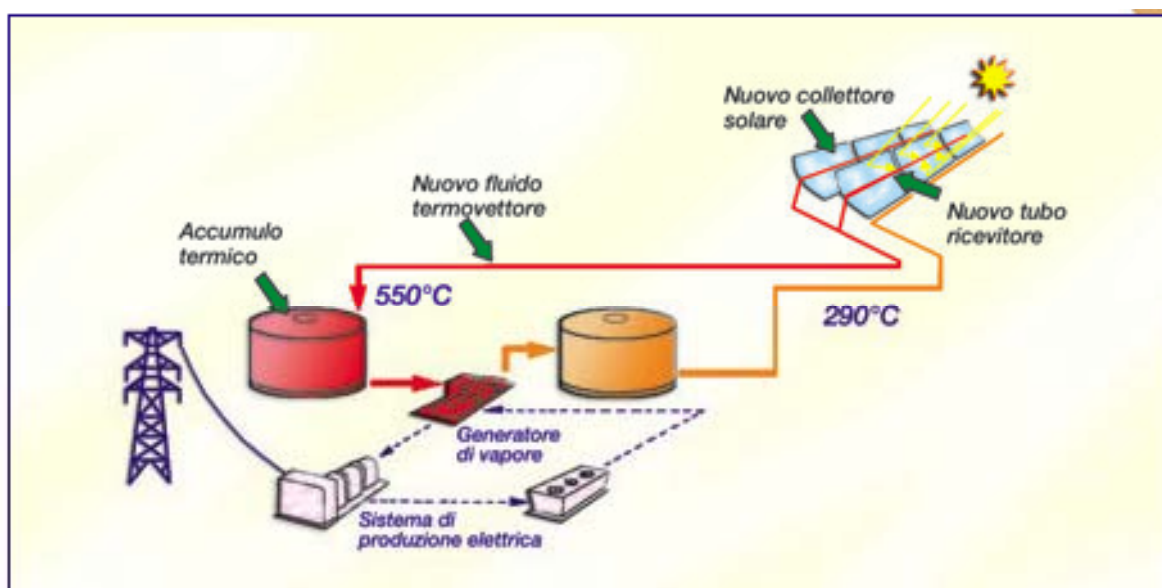
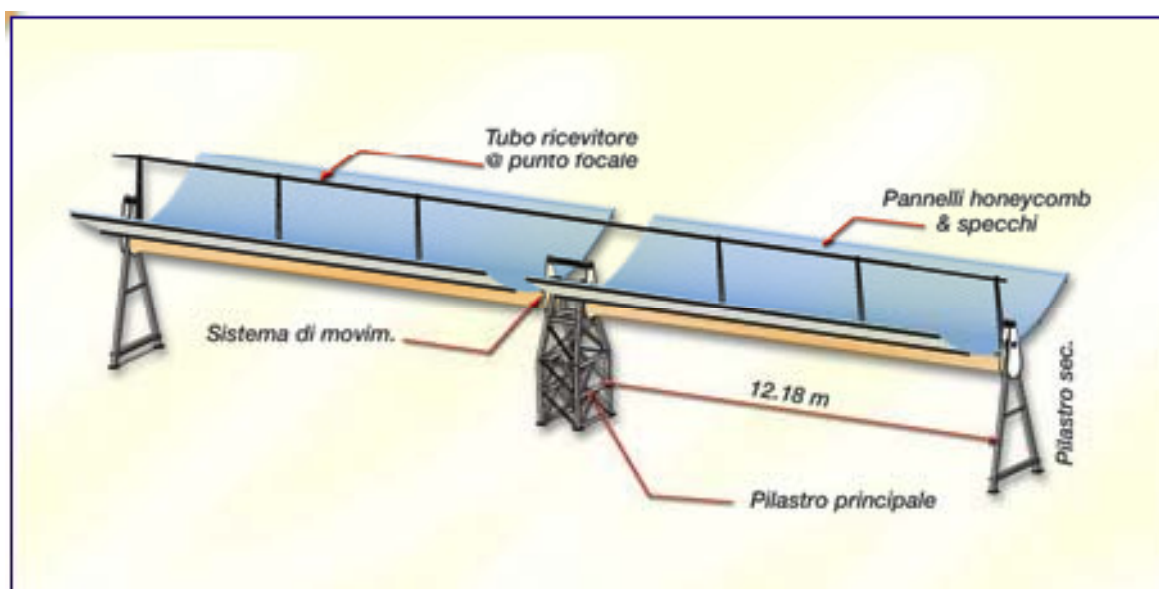


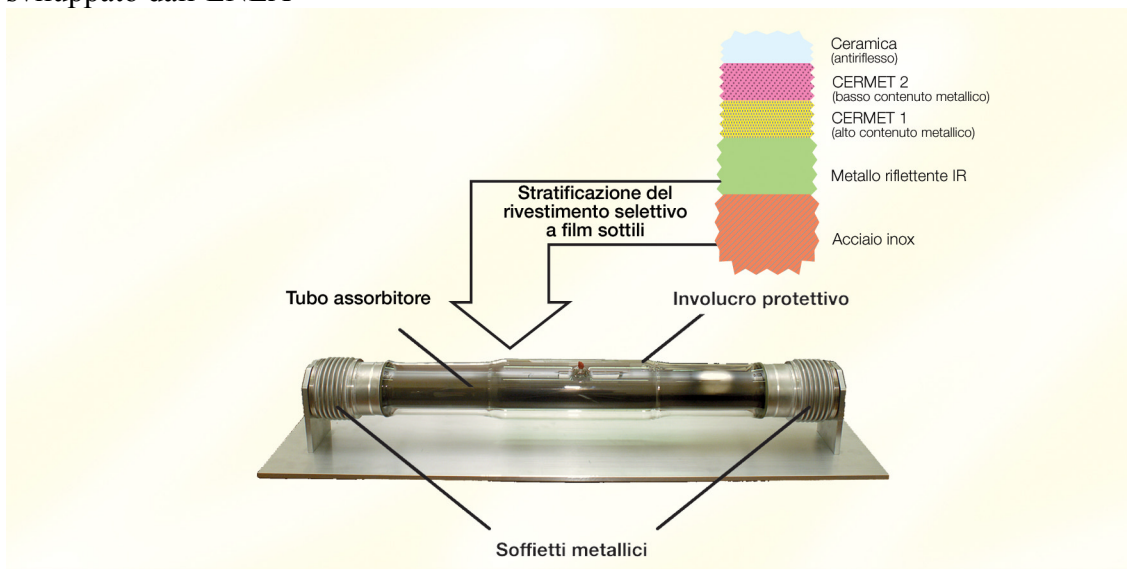
Figura 7.3.2 - Modulo di collettore solare (progetto ENEA)



### 7.3.3. Il tubo ricevitore

Il tubo ricevitore, situato sulla linea focale degli specchi, è costituito da due cilindri coassiali separati da una intercapedine sotto vuoto con funzione di isolante termico. Il cilindro esterno in vetro, del diametro di 11,5 cm, è un involucro protettivo, con la funzione di impedire il contatto diretto tra la zona calda e l'ambiente esterno, ed è collegato mediante soffietti metallici al cilindro interno in acciaio. Quest'ultimo, che ha diametro di 7 cm, costituisce il tubo assorbitore dell'energia solare; al suo interno circola il fluido termovettore. Un opportuno rivestimento spettralmente selettivo sviluppato nei laboratori dell'ENEA, applicato sulla superficie esterna del tubo in acciaio, assicura il massimo assorbimento nello spettro della luce solare e la minima emissione di radiazione infrarossa dal tubo caldo, consentendo il raggiungimento dell'elevata temperatura di esercizio dell'impianto (550 °C) (figura 7.3.3).

Figura 7.3.3 - Tubo ricevitore. Nel particolare: struttura del rivestimento spettralmente selettivo sviluppato dall'ENEA



### 7.3.4. Il fluido termovettore

Il fluido termovettore degli impianti di Kramer Junction è un olio minerale infiammabile e tossico. Le proprietà di questo liquido, inoltre, limitano la temperatura di funzionamento dell'impianto e – per motivi di sicurezza e di costo – non permettono l'immagazzinamento del liquido caldo in volumi tali da costituire un efficace accumulo termico. In realtà questi impianti sono dei sistemi ibridi solare-gas naturale, in quanto necessitano di una pesante integrazione con gas naturale per coprire le discontinuità giornaliere della fonte solare.

Per queste ragioni, nel progetto ENEA si è preferito adottare come fluido termovettore una miscela eutettica di sali fusi, 60%  $\text{NaNO}_3$  – 40%  $\text{KNO}_3$ . Questi sali sono largamente usati in agricoltura come fertilizzanti, sono economici e disponibili in grandissime quantità. La temperatura del fluido termovettore varia tra i 290 °C e i 550 °C, quando il campo solare è operativo; la temperatura massima è limitata dal fatto che a circa 600 °C i nitrati si decompongono in nitriti, con potenziali problemi di corrosione.

È già stato completato presso l'ENEA lo studio dettagliato dei componenti associati all'uso della miscela di sali fusi, come pure sono stati studiati e risolti in maniera soddisfacente i potenziali problemi connessi con tale tecnologia, come ad esempio quelli relativi alla corrosione dei materiali.

### 7.3.5. L'accumulo termico

Nel settore della produzione elettrica, una tecnologia matura deve erogare l'energia in funzione della domanda. Fino ad oggi, in questo settore l'unica fonte rinnovabile che ha avuto una diffusione estesa è stata quella idraulica. Ciò è dovuto sia alla competitività dei suoi costi sia alla presenza del sistema bacino/sbarramento, che è in grado di compensare le fluttuazioni dovute alla variabilità delle precipitazioni.

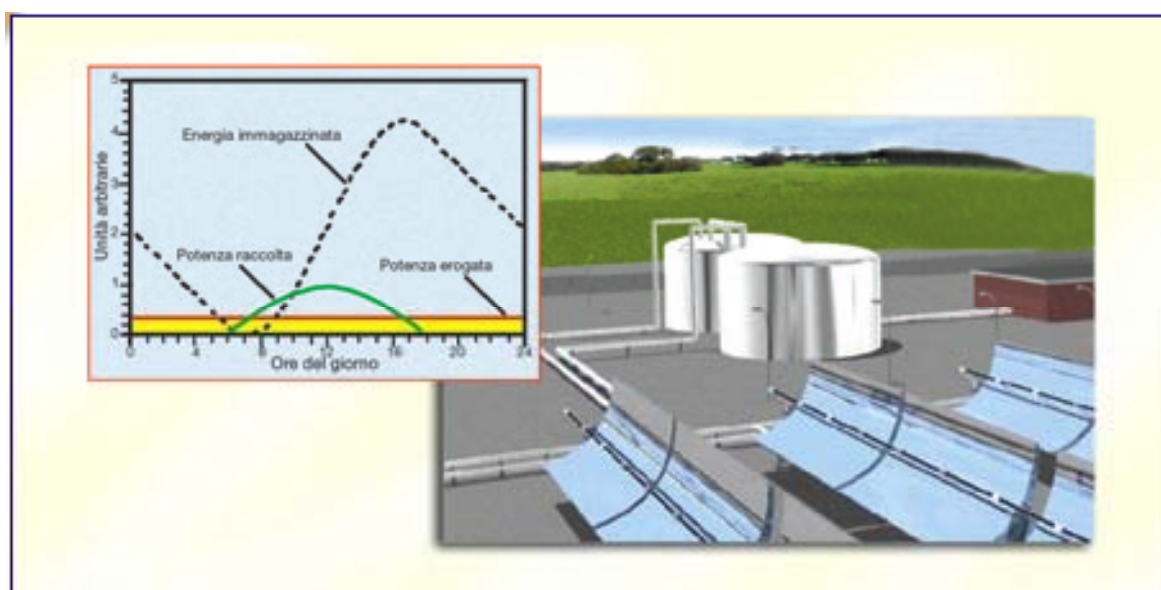
Nel caso dell'energia solare, il calore accumulato nel serbatoio caldo svolge la stessa funzione dell'accumulo di acqua nel bacino idroelettrico. Fortunatamente, poiché l'energia solare è generalmente disponibile su base giornaliera, la quantità di energia da immagazzinare, al fine di garantire la stessa continuità di funzionamento, è tuttavia molto più modesta.

Un elevato salto termico tra il serbatoio caldo e quello freddo (260 °C) permette una notevole capacità di accumulo. In termini semplici, per immagazzinare 1 kWh di energia termica sono sufficienti circa 5 litri di sale fuso nel serbatoio caldo. L'energia accumulata in un dato volume di questo sale fuso è eguale all'energia prodotta dalla combustione dello stesso volume di gas naturale, alla pressione di 18,4 bar, ovvero di un volume di petrolio 43 volte inferiore. Ma, mentre in un impianto termoelettrico convenzionale destinato al carico di base, il riempimento del serbatoio di olio combustibile è normalmente effettuato con frequenze dell'ordine dei mesi, il tempo di accumulo per l'impianto solare è determinato dal ciclo giornaliero, eventualmente incrementato al fine di compensare al massimo alcuni giorni di cattivo tempo.

Ne consegue che, a parità di potenza installata, le dimensioni per un serbatoio di olio combustibile e quelle per l'accumulo termico di un impianto solare in funzionamento continuativo sono in realtà paragonabili. Ad esempio, al fine di garantire l'erogazione a potenza costante (24 ore su 24) dell'energia solare giornaliera massima raccolta da 1 km<sup>2</sup> di collettori nel Sahara, è richiesto un serbatoio d'accumulo di circa 30 m di diametro e 21 m di altezza.

Se il serbatoio è di dimensioni opportune, le perdite di energia associate all'accumulo termico sono molto contenute, tipicamente minori dell'1% giornaliero. Quindi l'accumulo termico è un sistema estremamente efficiente, qualora confrontato con gli altri metodi correnti di accumulo energetico (figura 7.3.4).

Figura 7.3.4 - Sistema di accumulo del calore (progetto ENEA)



## 7.4. VERSO LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO INDUSTRIALE ENEA

### 7.4.1. *Un ampio programma di R&S per la messa a punto del sistema*

Il programma ENEA sul solare a concentrazione è stato finanziato con fondi pubblici stanziati da uno specifico articolo della legge finanziaria 2001. Fin dall'inizio del 2001 è stato attivato un imponente programma di R&S, che è attualmente nella sua fase conclusiva. Tale programma, secondo quanto richiesto dalla legge, ha anche avviato una stretta collaborazione con molti partner industriali, sia italiani sia stranieri, per la qualificazione del prodotto e per la sua successiva introduzione nel mercato.

Nel 2002, l'investimento dell'Ente in termini di risorse umane è stato di circa 100.000 ore uomo.

### 7.4.2. *Circuito sperimentale in scala reale*

Nel Centro Ricerche della Casaccia è stato costruito un circuito di prova in scala reale del sistema di raccolta, realizzato con componenti di origine industriale, in fase di collaudo dal dicembre 2003. Il collettore solare, il tubo ricevitore, le tubazioni e la circolazione del sale fuso, nelle stesse configurazioni di un impianto industriale in serie, saranno provati sul campo. Il circuito è anche dotato di un piccolo accumulo termico, per la verifica delle sue modalità operative, benché in scala più ridotta rispetto a quella degli impianti finali. Vista la modesta entità dell'energia raccolta, il calore è dissipato in aria (figura 7.4.1).

### 7.4.3. *Il prototipo pre-industriale*

La realizzazione di un impianto prototipo completo per la produzione di energia elettrica, connesso con la rete di distribuzione nazionale, necessita della partecipazione di soggetti pubblici e privati nonché di adeguati investimenti. Infatti gli impianti prototipali comportano alti costi a causa sia della indispensabile fase di apprendimento, nella messa a punto e nell'uso di nuove tecnologie, che della loro taglia necessariamente ridotta; per essere economicamente convenienti impianti di questo tipo necessitano di potenze superiori a 40 MWe.

Però gli impianti solari possono essere anche integrati con impianti termoelettrici convenzionali, compresi quelli a ciclo combinato, per incrementarne la potenza elettrica complessiva (figura 7.4.2). Questa possibilità consente di utilizzare, con pochi cambiamenti, installazioni già funzionanti. Così si può fare affidamento sul sistema di produzione elettrica, sul sito e sulle infrastrutture esistenti, limitando il più possibile i costi per la parte convenzionale dell'impianto e concentrando l'investimento sui componenti innovativi della nuova tecnologia. In tal caso inoltre l'incremento di potenza può essere ampiamente modulato nell'arco della giornata, facendo in modo che la produzione elettrica aggiuntiva dell'impianto solare avvenga nelle ore in cui è maggiore la domanda da parte delle utenze esterne.

Su queste basi è stato firmato un accordo di collaborazione ENEA-ENEL e istituito un gruppo di lavoro congiunto per elaborare il Progetto Archimede (integrazione di solare avanzato con un ciclo combinato). Questa opportunità strategica, da realizzarsi presso una centrale ENEL nel sud dell'Italia (la centrale di Priolo Gargallo, Siracusa, originariamente ad olio combustibile e recentemente riconvertita a gas con ciclo combinato), costituirà la prima applicazione a livello mondiale di integrazione tra un impianto a ciclo combinato e un impianto solare termodinamico.



Figura 7.4.1 - Impianto di prova e qualificazione componenti presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia

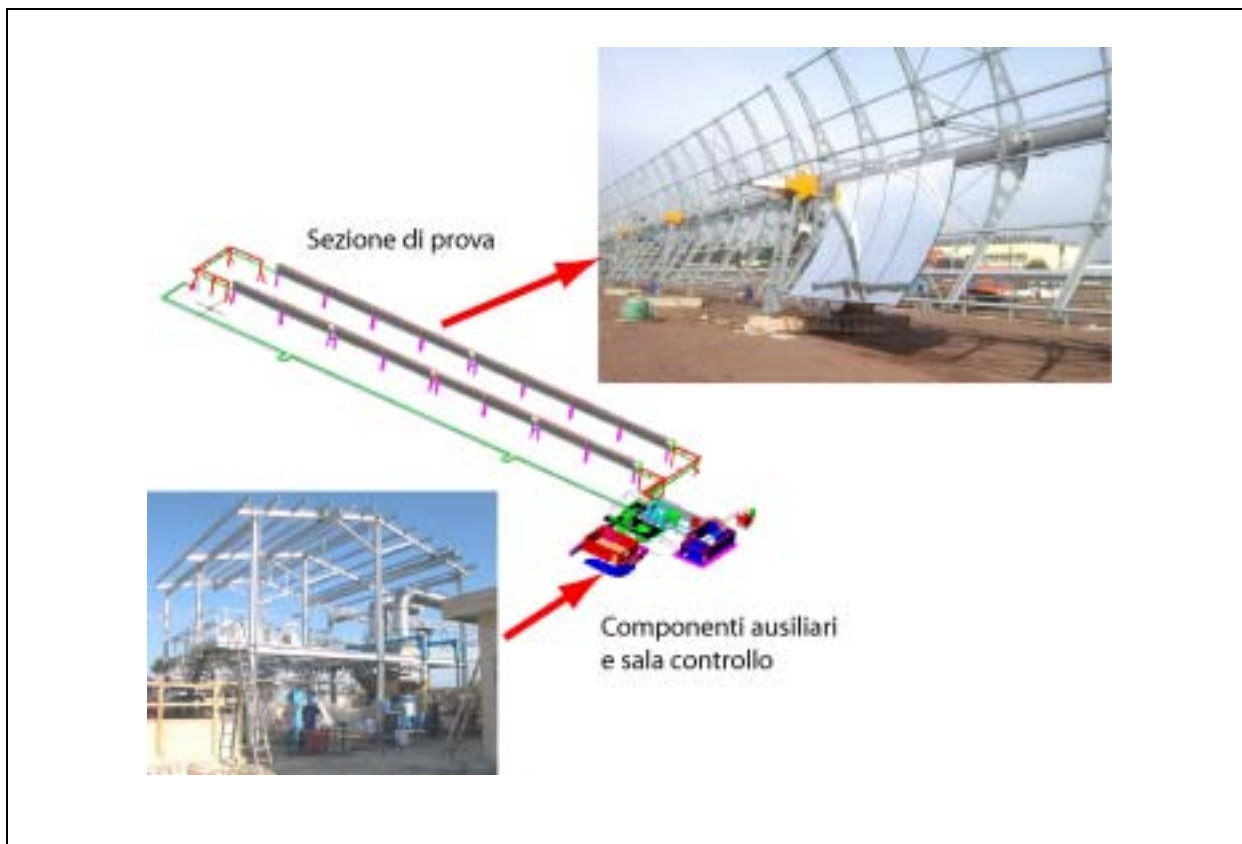


Figura 7.4.2 - Schema di integrazione del vapore solare in un impianto termoelettrico a ciclo combinato

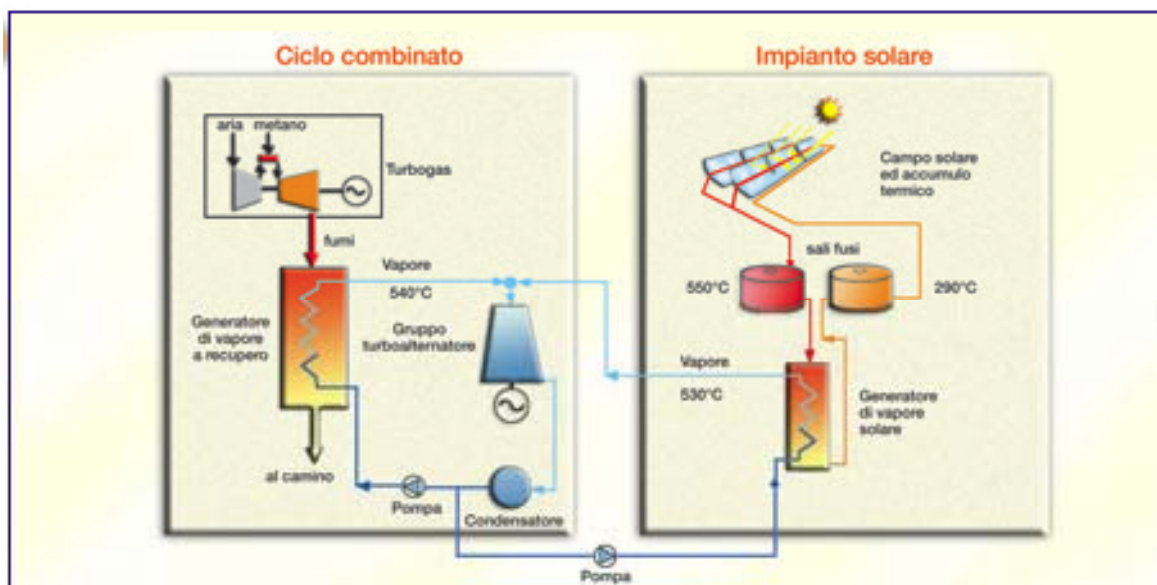


Tabella 7.4.1 - Parametri principali relativi al Progetto Archimede

Localizzazione dell'impianto	Priolo Gargallo (Siracusa)	
Orientamento collettori	Nord - Sud	
Numero collettori	360	
Superficie attiva collettori	199,1	10 <sup>3</sup> m <sup>2</sup>
Energia termica annua raccolta	179,4	GWht/anno
Energia elettrica lorda annua prodotta	59,2	GWh/anno
Emissione di CO <sub>2</sub> evitata annua	39.458	t/anno
Risparmio annuo di energia primaria	12.703	tep/anno

I principali parametri relativi a questo progetto sono riportati nella tabella 7.4.1. Nei mesi estivi, l'impianto solare incrementerà la potenza della centrale – pari a 760 MWe – di circa 20 MWe durante le ore diurne (dalle 7 alle 21).

La “solarizzazione”, per mezzo della tecnologia ENEA, di un moderno impianto convenzionale a ciclo combinato, che già produce elettricità, risulta molto semplice e non richiede grandi modifiche nel sistema esistente: infatti il vapore prodotto dall'impianto solare ha praticamente le stesse caratteristiche di temperatura e pressione di quello che proviene dal generatore a recupero di calore dai fumi di scarico del turbogas.

I risultati attesi dal prototipo industriale riguardano innanzi tutto le conoscenze derivanti da una applicazione in piena scala della nuova tecnologia solare, ma anche un effetto di trascinamento per altre applicazioni e un primo contributo, limitato ma già significativo, all'esigenza ormai improrogabile di aumentare la disponibilità di potenza elettrica sulla rete nazionale. Altro aspetto da non trascurare è l'opportunità di un'apertura del mercato per l'industria dei componenti solari, che potrebbe essere incentivata ad investire per ottimizzare questi sistemi di produzione ed abbatterne i costi.

## 7.5. PRODUZIONE DI IDROGENO CON CALORE AD ALTA TEMPERATURA

### La produzione attuale

La produzione mondiale di idrogeno, nel 2000, è stata di circa 50 milioni di tonnellate, equivalente ad una potenza termica continua annua di circa 200 GW. Secondo le previsioni, nel prossimo decennio la domanda di idrogeno, per il solo settore della raffinazione del greggio, dovrebbe almeno raddoppiare e potrebbe addirittura quadruplicare; a questa andrà aggiunta la futura domanda proveniente da altri settori industriali ed in particolare dal settore trasporti.

Attualmente la maggior parte della produzione di idrogeno, in generale in impianti di grande taglia, avviene utilizzando idrocarburi o carbone. Tali metodi di produzione comportano la immissione in atmosfera di gas serra come la CO<sub>2</sub>. La cattura e il confinamento della CO<sub>2</sub> non può che essere una tappa intermedia, con non pochi problemi di fattibilità, nella transizione ad un modello energetico di scala planetaria basato sul vettore idrogeno. Il traguardo finale sarà costituito da processi di produzione di energia senza emissioni di gas serra, serviti da vettori di trasmissione quali energia elettrica ed idrogeno.

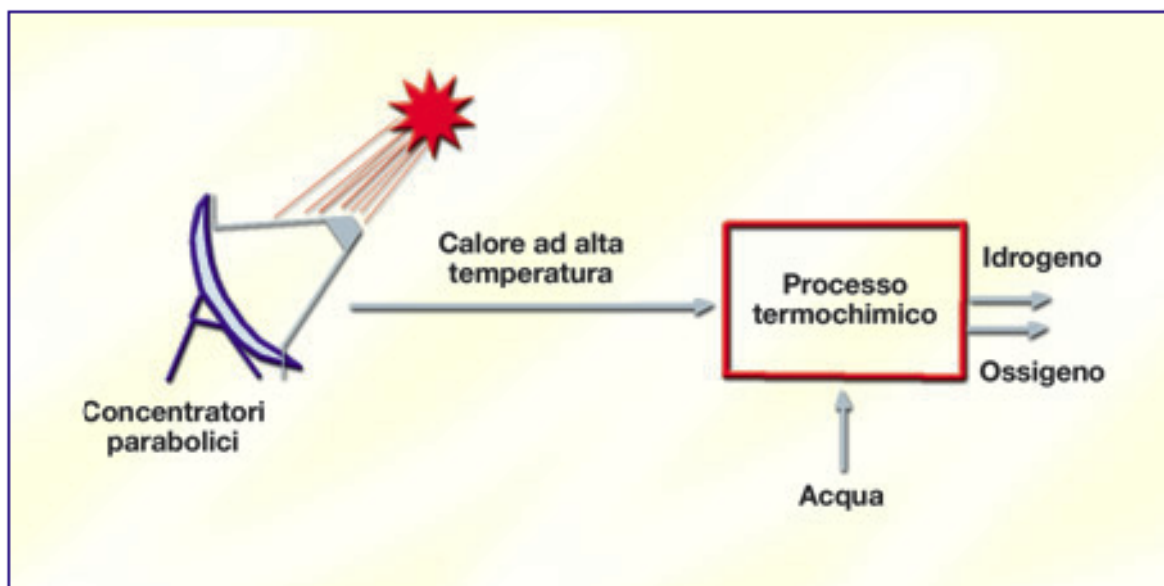


## La produzione futura

Uno dei problemi fondamentali sarà la produzione di idrogeno su larga scala a costi competitivi ed in modo sostenibile. Ciò significa l'uso di acqua come materia prima e di una fonte energetica primaria che non produca gas serra. Le due opzioni possibili sono ad oggi, per le fonti primarie, il ricorso all'energia solare concentrata ovvero all'uso dell'energia nucleare con reattori nucleari di nuova generazione.

La produzione di idrogeno ottenuta con processi termochimici o termofisici, utilizzando come fonte energetica l'energia solare ad alta o altissima temperatura (figura 7.5.1), rappresenta una risposta di grande valenza in termini di risorse energetiche disponibili, di compatibilità ambientale e di potenziale riduzione dei costi di produzione, dato l'alto rendimento complessivo di trasformazione.

Figura 7.5.1 - Schema concettuale di un impianto per la produzione di idrogeno tramite sistemi solari a concentrazione



### 7.5.1. Le attività ENEA sulla produzione termochimica di idrogeno da solare

Il programma dell'Ente nella ricerca e sviluppo di questi processi è orientato sui seguenti obiettivi:

- elevata efficienza nella conversione da energia solare a idrogeno;
- ciclo chimico che possa essere realizzato in impianti relativamente semplici e con processi affidabili;
- uso di sostanze chimiche a basso impatto ambientale, disponibili in abbondanza e a basso costo.

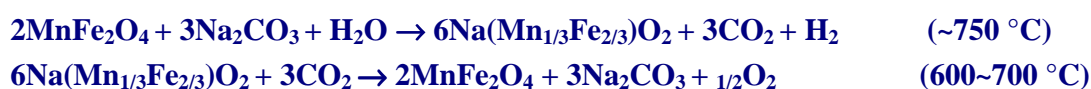
Tra i numerosi processi termochimici l'Ente ha preso in esame i seguenti quattro cicli, che si trovano a differenti livelli di fattibilità tecnico-scientifica o di sviluppo:

- **Ferriti miste** ( $T_{max} \sim 750 \text{ }^{\circ}\text{C}$ )
- **Zolfo-Iodio** ( $T_{max} \sim 850 \text{ }^{\circ}\text{C}$ )
- **Zinco-Zinco ossido** ( $T_{max} \sim 2.000 \text{ }^{\circ}\text{C}$ )
- **Processo UT-3** ( $T_{max} \sim 760 \text{ }^{\circ}\text{C}$ )

I processi presi in considerazione si differenziano per vari fattori, quali temperatura massima del ciclo, numero e complessità delle operazioni unitarie coinvolte, caratteristiche ed impatto ambientale delle sostanze utilizzate, rendimento complessivo del ciclo, e, come detto, per il livello raggiunto di sviluppo o di fattibilità scientifica e tecnica. Di seguito vengono descritti i primi due processi, che sono ad uno stadio di ricerca più avanzato nei laboratori ENEA.

### Il ciclo ferriti miste

Attualmente presso l'Ente è in corso una intensa attività di ricerca sul ciclo ferriti miste. Tra i quattro processi indicati, questo presenta una combinazione di fattori tra le più interessanti per quanto riguarda la temperatura massima di lavoro, la semplicità del ciclo, il ridotto impatto ambientale, la non pericolosità dei reagenti. Il ciclo si basa su due reazioni (figura 7.5.2), il cui risultato netto è la dissociazione dell'acqua in idrogeno ed ossigeno:



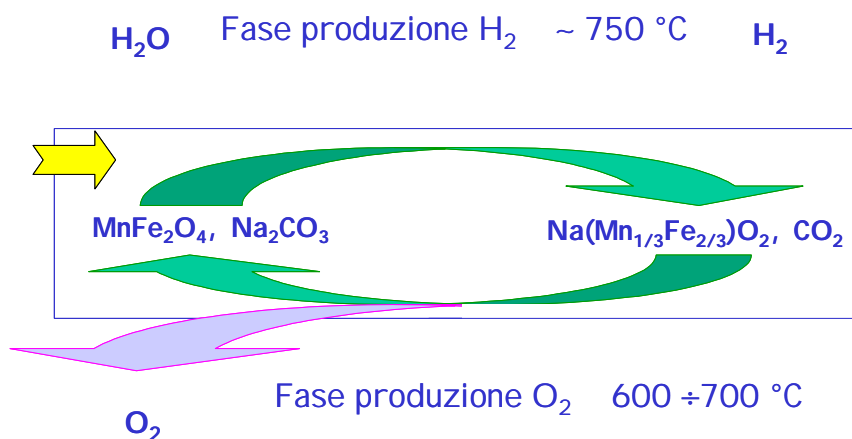
Nella prima reazione, da ferrite di manganese (jacobsite), carbonato di sodio ed acqua, a circa 750 °C, si forma ferrimanganite di sodio, idrogeno ed anidride carbonica. Alla fine di questa fase l'idrogeno viene separato dal vapore d'acqua in eccesso e dalla CO<sub>2</sub> che viene riciclata alla seconda fase del processo.

Nella seconda reazione, variando opportunamente le condizioni di pressione e temperatura, la anidride carbonica reagisce con la ferrimanganite di sodio e ripristina il materiale di partenza, ferrite di manganese (jacobsite) e carbonato di sodio, producendo ossigeno.

Il risultato di tale processo è la produzione di idrogeno e di ossigeno, partendo da acqua, in due fasi ben distinte. Si evita in tal modo l'arduo problema della separazione contemporanea, nella medesima miscela, dell'idrogeno dall'ossigeno, con ovvi benefici in termini di sicurezza del processo.

Il ciclo risulta quindi composto di due sole reazioni del tipo gas-solido, con fluidi in movimento costituiti solo da vapor d'acqua ed anidride carbonica, a ridottissimo impatto ambientale, non pericolosi e con problemi di corrosione e compatibilità, nei confronti dei materiali di costruzione degli impianti, notevolmente inferiori rispetto agli altri processi termochimici (figura 7.5.3).

Figura 7.5.2 - Schema di processo per la produzione di idrogeno da ferriti miste



## Il ciclo zolfo-iodio

L'altro processo termochimico per il quale l'Ente ha in corso attualmente attività di ricerca e sviluppo è il processo zolfo-iodio. Tale processo, tra tutti quelli finora considerati, si trova ad uno stadio di sviluppo più avanzato. Sono stati già realizzati nel mondo alcuni impianti in scala di laboratorio, che hanno dimostrato la fattibilità tecnica della produzione continua di idrogeno; su di essa sono in corso attività di ricerca anche da parte del DOE e della General Atomic statunitensi, del JAERI giapponese, del CEA francese e del DLR tedesco. Il processo si basa sulle seguenti reazioni:

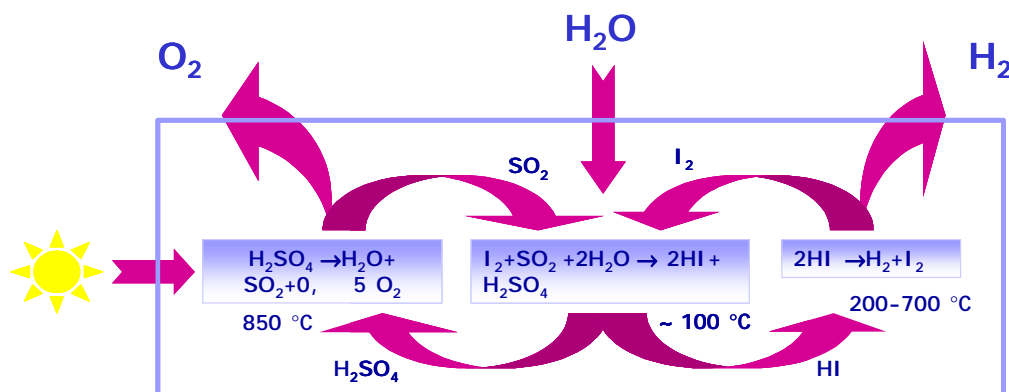


Inizialmente il processo zolfo-iodio fu proposto per essere alimentato dal calore prodotto da un reattore nucleare a gas; poi di questo processo è stata sviluppata una versione solare. Il ciclo zolfo-iodio si basa su tre reazioni fondamentali:

- la produzione degli acidi solforico e iodidrico (reazione esotermica a bassa temperatura);
- la dissociazione dell'acido solforico con produzione di vapore acqueo, ossigeno ed anidride solforosa, quest'ultima riciclata alla fase di produzione degli acidi;
- la dissociazione catalitica dell'acido iodidrico con produzione di idrogeno e iodio, che viene riciclato alla reazione di produzione degli acidi (reazione debolmente endotermica con temperature variabili in funzione dei catalizzatori e delle condizioni operative).

La concentrazione dell'acido solforico e le successive operazioni fino ad arrivare ai prodotti della sua dissociazione, rappresentano la fase in cui è richiesta la maggior parte del calore di processo ad alta temperatura (figura 7.5.2).

Figura 7.5.3 - Schema di processo per la produzione di idrogeno col ciclo zolfo-iodio



Le attività di ricerca e sviluppo dell'Ente su questo processo si sono attualmente focalizzate sulle fasi di concentrazione e di dissociazione dell'acido solforico. L'obiettivo delle attività sperimentali e teoriche consiste nella definizione e valutazione della parte del processo e del relativo impianto chimico che realizza l'interfaccia con un impianto solare a concentrazione, per fornire calore ad alta temperatura.

Un altro aspetto su cui verte l'attività ENEA, di notevole importanza per una versione solare del processo, riguarda la possibilità di stoccaggio dell'anidride solforosa prodotta nella dissociazione dell'acido solforico. Un tale accumulo infatti consentirebbe di svincolare il resto del processo – produzione acidi e fase iodidrica – dalle intermittenze della fonte solare, riducendo il dimensionamento di una parte considerevole dell'intero impianto chimico, la cui gestione potrebbe divenire praticamente continua per più di due terzi, alla stregua di un impianto chimico tradizionale.

#### *7.5.2. Le attività dell'ENEA sulla produzione termofisica di idrogeno da solare*

La possibilità di ottenere l'idrogeno direttamente da metodi termofisici costituisce l'altra alternativa interessante sulla quale l'Ente si trova ad investigare. In particolare sono in corso attività di ricerca e sviluppo sui processi che fanno uso di *membrane semi-permeabili* per la produzione di idrogeno da acqua.

#### *7.5.3. Le attività dell'ENEA sui ricevitori solari ad alta concentrazione*

Parallelamente allo sviluppo dei processi di decomposizione dell'acqua sopra descritti, è in programma lo studio e la costruzione di un prototipo di impianto solare ad alto rapporto di concentrazione, eventualmente associato ad altri sistemi solari, da utilizzare come parte integrante dei processi stessi. Data la natura altamente sperimentale di tale impianto, è previsto che i suoi componenti principali verranno realizzati nei laboratori dei Centri di ricerca dell'Ente, mentre l'impianto dimostrativo dovrà essere realizzato in uno specifico Laboratorio Solare Avanzato (LASA).

## **Capitolo 8**

# **TECNOLOGIE PER LE FONTI RINNOVABILI**



## 8.1. ENERGIA DA BIOMASSE

### 8.1.1. Generalità

Si intende per biomassa ogni sostanza organica prodotta dalla fotosintesi. Essa è disponibile in varie forme: foreste, colture, residui dell'industria agroalimentare e agroindustriale, componente organica proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani (RSU).

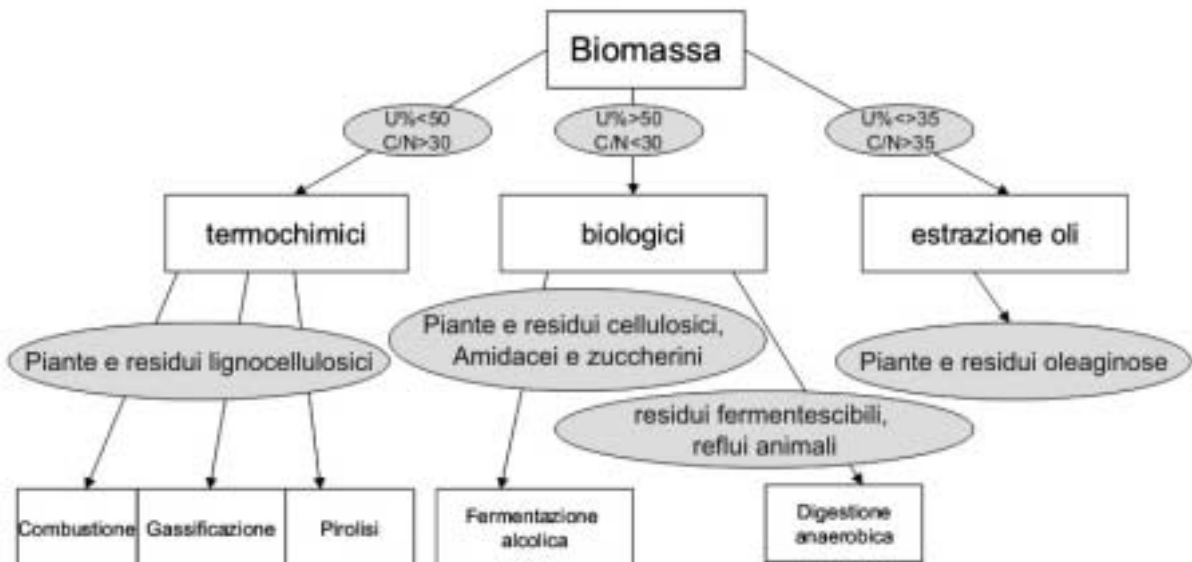
Le biomasse vegetali costituiscono una delle più importanti risorse a disposizione dell'uomo come fonte rinnovabile d'alimenti, energia e materie prime. Dal punto di vista energetico, si possono ottenere direttamente combustibili solidi (es. legna da ardere, residui agricoli e forestali), oppure combustibili liquidi e gassosi ottenuti a seguito di un processo di trasformazione strutturale del materiale organico (sottoprodotti dell'industria alimentare, combustibili da rifiuti solidi urbani, biodiesel da piante oleaginose, bioetanolo da piante zuccherine ecc.).

Per bioenergia si intende, in questo contesto, qualsiasi forma di energia utile ottenuta dalla biomassa. Si tratta di un sistema complesso, per la diversità della materia prima utilizzabile per la trasformazione, per la molteplicità delle tecnologie di trasformazione e per i differenti settori e campi di utilizzo. Ad esempio, a seconda del contenuto di umidità nella biomassa di partenza, o del suo rapporto carbonio/azoto (C/N), ogni categoria di biomassa ha la sua tecnologia di conversione energetica che dà luogo a specifici prodotti (figura 8.1.1).

Trattando di tecnologie, occorre includere anche quelle necessarie per coltivare, raccogliere e pretrattare la biomassa grezza, per renderla adatta alle successive trasformazioni energetiche.

Non tutte le tecnologie conosciute hanno lo stesso grado di maturità o possono essere impiegate senza problemi; di seguito si fornisce un quadro sintetico della situazione.

Figura 8.1.1 - Caratteristiche chimico-fisiche delle biomasse e possibili usi energetici



### 8.1.2. Approvvigionamento delle biomasse

Il costo di approvvigionamento della materia prima incide per circa il 45% sul costo totale della produzione di energia. Per le colture energetiche dedicate tale costo varia da 30 a 60 €/t di sostanza secca ed include coltivazione, raccolta, stoccaggio e trasporto del prodotto. Si prevede che tale costo possa essere dimezzato migliorando le pratiche agronomiche ed incrementando la produttività annuale di colture lignocellulosiche.

Anche la diffusione della forestazione a rapida rotazione è legata alla messa a punto di specifiche pratiche di coltivazione, inclusi il taglio e la raccolta del prodotto. L'interesse per queste coltivazioni risiede nella buona resa in biomassa, nei tagli ravvicinati e nella rapida ricrescita delle piante dopo il taglio. Inoltre, alcune specie arboree (Pioppo, Salice, Eucalipto, Ginestra, Robinia) presentano numerosi vantaggi per il riuso di terreni abbandonati e per la protezione del suolo. In Europa si prevede che circa 15 milioni di ettari di terreno possano essere messi a riposo a seguito della revisione della Politica Agricola Comunitaria. Di questi, 5 milioni potrebbero essere utilizzati per la forestazione a rapida rotazione. Il principale impedimento allo sviluppo di questo tipo di forestazione è rappresentato dalla mancanza di tecniche di coltivazione appropriate, inclusi la raccolta meccanica e i sistemi di lavorazione a livello locale.

Per competere con la produzione agricola, è necessario raggiungere una produttività media minima di 10 t/ha per anno di sostanza secca ed un prodotto finale facilmente commerciabile. La tabella 8.1.1 riporta alcune tipologie di colture energetiche e le possibili applicazioni. In particolare per le colture lignocellulosiche è riportata anche la potenziale produttività.

Dal punto di vista dell'impiego energetico, fondamentale è la possibilità di utilizzo della biomassa residuale (residui agricoli, legname e residui agroindustriale) che, non necessitando dei costi di produzione o coltivazione, risulterebbe una conveniente materia prima.

Tabella 8.1.1 -Tipologie di colture energetiche e possibili applicazioni.

Colture oleaginose	Colza	Filiera olio esterificato Biodiesel Trasporti		
	Girasole			
	Sesamo			
	Ricino			
Colture zuccherino-amidacee	Sorgo	T/ha ss		Filiera etanolo Trasporti
	Grano			
	Topinambur			
	Sorgo zuccherino			
	Bietola			
Colture lignocellulosiche	Annuali	Sorgo da fibra	25-30	Filiera processi termochimici Produzione di energia elettrica e calore
		Poliennali	Arundo donax	
	Miscantus		20-25	
	Ginestra		8-10	
	Cardo		20-23	
	SRF	Robinia	9-22	
		Salice	13-27	
		Eucalipto	10-25	
		Pioppo	9-18	



Studi mirati alla valutazione della disponibilità di questi residui in Italia<sup>1</sup>, basati su dati ISTAT, hanno permesso di stimare la quantità di questo tipo di biomassa realmente disponibile ai fini energetici. I risultati di questi studi, suddivisi per regione, sono riportati in tabella 8.1.2.

Stime condotte sulla disponibilità potenziale della biomassa si basano su fattori di conversione della produzione agricola e portano a valori di disponibilità nettamente superiori. Nel caso, ad esempio, dei cereali (grano, mais, orzo ecc.), la FAO<sup>2</sup> riporta una produzione in Italia nel 2002 di circa 22.000 kt; utilizzando come fattore di conversione: 1 kg di cereale => 0,7 kg di paglia<sup>3</sup>, si otterrebbero per le sole paglie una produzione annua di circa 15.400 kt, ovvero il doppio dei residui agricoli complessivi riportati in tabella 8.1.2. Per i sottoprodotti colturali va quindi osservato che esiste una differenza tra la massa di sottoprodotto presente sull'unità di superficie e la quantità effettivamente recuperabile. Tale quantità rappresenta ancora una disponibilità lorda, in quanto comprende la frazione eventualmente già impiegata in agricoltura o nell'industria.

Tabella 8.1.2 - Disponibilità di biomassa residuale in Italia

Regione	Residui agricoli		Legna		Residui agroindustriali		Totale (kt/anno)	Superficie (km <sup>2</sup> )
	(kt/anno)	(%)	(kt/anno)	(%)	(kt/anno)	(%)		
<b>Piemonte</b>	880	45,4	973	50,2	86	4,4	1939	25228
<b>Valle d'Aosta</b>	2	2,6	57	89,0	5	8,4	64	3262
<b>Lombardia</b>	844	50,4	597	35,6	235	14,0	1676	23858
<b>Trentino A.A.</b>	78	16,3	377	78,3	26	5,4	481	13618
<b>Veneto</b>	783	67,3	283	24,4	97	8,4	1164	18361
<b>Friuli V. Giulia</b>	207	43,6	173	36,3	95	20,1	475	7844
<b>Liguria</b>	27	5,1	454	86,3	45	8,5	526	5417
<b>Emilia-Romagna</b>	647	44,2	615	42,1	200	13,7	1462	22122
<b>Toscana</b>	431	27,2	1077	68,0	76	4,8	1585	22993
<b>Umbria</b>	192	32,6	374	63,7	22	3,7	588	8456
<b>Marche</b>	235	47,2	216	43,3	47	9,5	498	9693
<b>Lazio</b>	390	42,4	446	48,5	84	9,2	921	17203
<b>Abruzzo</b>	184	36,1	258	50,6	68	13,3	510	10794
<b>Molise</b>	81	53,9	54	35,7	16	10,4	151	4438
<b>Campania</b>	443	51,1	325	37,5	99	11,5	867	13596
<b>Puglia</b>	738	73,5	99	9,9	167	16,6	1004	19348
<b>Basilicata</b>	135	43,5	149	48,0	26	8,5	310	9992
<b>Calabria</b>	420	41,3	489	48,1	108	10,7	1018	15080
<b>Sicilia</b>	993	74,6	225	16,9	113	8,5	1331	25698
<b>Sardegna</b>	139	21,9	477	74,2	24	3,8	634	24090
<b>ITALIA</b>	<b>7849</b>	<b>45,6</b>	<b>7714</b>	<b>44,8</b>	<b>1641</b>	<b>9,5</b>	<b>17204</b>	<b>301091</b>

Fonte: G. Riva<sup>1</sup>

<sup>1</sup> G. Riva, (1997) *Residui agricoli e agro-industriali utilizzabili a fini energetici: valutazione del potenziale nazionale e verifica in due provincie del nord e centro Italia*, 1° Convegno Nazionale su: Valorizzazione energetica e industriale delle biomasse lignocellulosiche;

<sup>2</sup> <http://apps.fao.org/>

<sup>3</sup> P. De Castro, G. Pulina, G. Giardini; (1991), *Production and utilization of lignocellulosics*, edited by G.C. Galletti, Elsevier Applied Science, 401-426.

### 8.1.3. Processi di conversione termochimici

Le principali tecniche di conversione utilizzate sono la combustione, la gassificazione e, in misura trascurabile, la pirolisi. Per ognuna di esse, oltre alla descrizione tecnica, verrà indicato un panorama di possibili applicazioni ed il livello di maturità e di commercializzazione.

#### 8.1.3.1. Combustione

Il processo di combustione permette la trasformazione dell'energia chimica intrinseca alla biomassa in energia termica, mediante una serie di reazioni chimico-fisiche. Quando la biomassa viene immessa in una camera di combustione subisce inizialmente una essiccazione, quindi, man mano che la temperatura aumenta, si hanno processi di pirolisi, di gassificazione e, infine, di combustione. Con appropriati rapporti combustibile/aria, la biomassa si decompone e volatilizza, lasciando un residuo carbonioso (ceneri) costituito principalmente dai composti minerali inerti. Il composto volatile, che costituisce circa l'85% della biomassa iniziale, consiste in:

- una frazione gassosa contenente, oltre all'anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), l'ossido di carbonio (CO), alcuni idrocarburi ( $\text{C}_x\text{H}_y$ ) ed idrogeno ( $\text{H}_2$ );
- una frazione condensabile, contenente acqua e composti organici con basso peso molecolare, come le aldeidi, gli acidi, i chetoni e gli alcoli che, con l'aumentare della temperatura, tendono a frammentarsi in composti più leggeri.

I prodotti di queste reazioni subiscono un ulteriore processo di ossidazione dando origine ad una frazione carboniosa che può reagire con l'ossigeno per dare CO e  $\text{CO}_2$ , ed infine fumo, composto da sottili particelle di carbone e catrame. Il risultato ultimo delle suddette reazioni è la produzione di calore che viene recuperato mediante scambiatori con i quali si trasferisce l'energia termica ad altri fluidi vettori, quali aria o acqua. La quantità di energia termica contenuta nella biomassa è funzione del tipo, della quantità di ceneri e del contenuto di umidità ed è definita generalmente dal "Potere Calorifico Inferiore"<sup>4</sup>; il cui valore per le biomasse oscilla tra 2.500 e 4.500 kcal/kg (tra 10.500 e 19.000 kJ/kg). Le diverse tecnologie di combustione utilizzate sono:

- a "griglia" (fissa o mobile), elemento fondamentale oltre che per la reazione termica, anche per la rimozione delle ceneri; i sistemi fissi sono generalmente usati per i combustori di piccola taglia;
- a "tamburo rotante", utilizzata per applicazioni in cui il combustibile ha caratteristiche termofisiche particolarmente povere e contiene elevati carichi di inquinante;
- a "doppio stadio", in cui si verifica preliminarmente la gassificazione e la pirolisi del materiale in una prima camera, ed una completa combustione dei prodotti gassificati in una seconda, costituente il corpo principale del trasferimento dell'energia al fluido vettore;
- a "letto fluido", in cui si possono trattare vari tipi di biomassa, inclusi i materiali carboniosi "difficili" quali ligniti, torbe, rifiuti solidi urbani selezionati, fanghi di varia natura, anche ad elevata percentuale di umidità (> 40%). La camera di combustione è parzialmente riempita con materiale inerte, quale la sabbia o l'allumina, che viene fluidificato dall'aria di combustione primaria in modo da costituire il "letto bollente" o, nel caso di maggiore velocità dell'aria e di

---

<sup>4</sup> "Potere Calorifico Inferiore" (PCI): esprime il calore sviluppato dalla completa combustione di 1 kg di combustibile, non considerando il calore latente dei componenti condensabili

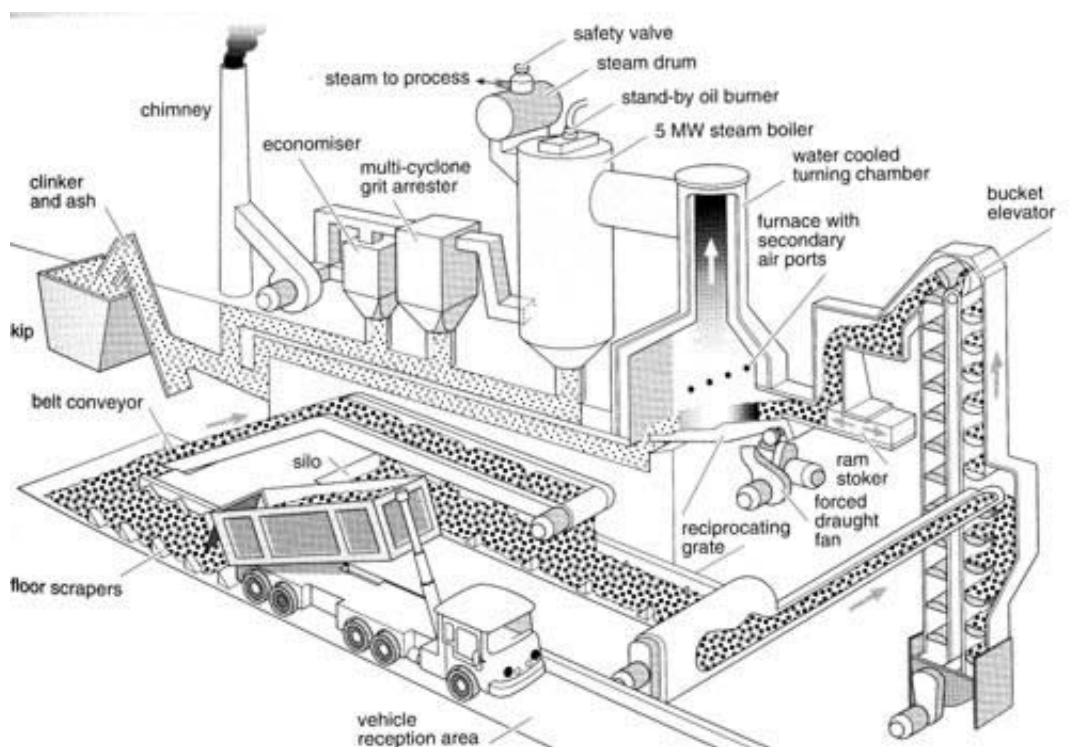
trascinamento del materiale, il cosiddetto “letto ricircolato”, il quale viene recuperato e reimpresso nella camera di combustione.

Nel settore industriale sono presenti numerosi impianti di combustione diretta delle biomasse di tipo agro-forestale o agro-industriale. Tali applicazioni consentono la produzione di calore utilizzato per il ciclo produttivo, di energia elettrica o di cogenerazione (produzione simultanea di energia elettrica e termica).

Le potenze degli impianti che producono solo energia termica possono variare da alcune centinaia di kW ad alcune decine di MW: il limite della taglia superiore degli impianti industriali a biomasse deriva da fattori sia di carattere tecnico sia organizzativo-gestionale della filiera legno o di altri tipi di biomasse. Il principale parametro energetico che si impiega per valutare gli impianti è il rendimento netto globale.

Questo è dato dal rapporto percentuale tra l'energia disponibile per le utenze esterne e l'energia introdotta dal combustibile nell'impianto di produzione, espresse con le stesse unità di misura, al netto dei consumi necessari al funzionamento dell'impianto stesso. A seconda del tipo di impianto e della relativa tecnologia impiegata, i rendimenti netti termici variano tra il 50% e il 60%; quelli elettrici tra il 18% e il 25%.

Figura 8.1.2 – Schema di impianto di combustione a biomassa



Fonte: <http://acre.murdoch.edu.au/ago/biomass/biomass.html> - (Copyright G. Boyle, 1998)

### 8.1.3.2. Gassificazione

Il processo di gassificazione consiste nella trasformazione di un combustibile solido, nel caso specifico la biomassa, in combustibile gassoso, tramite la reazione con l'ossigeno; nella tabella 8.1.3 sono rappresentate schematicamente le principali tipologie di impianto. I componenti combustibili presenti nel gas prodotto sono il monossido di carbonio (CO) e l'idrogeno (H<sub>2</sub>); sono presenti anche piccole quantità di idrocarburi. I componenti non combustibili del gas prodotto sono l'azoto (N<sub>2</sub>) presente nell'aria comburente, gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e il vapore d'acqua.

La proporzione tra i vari componenti del gas varia notevolmente in funzione dei diversi tipi di gassificatore, dei diversi tipi di combustibile e del loro diverso contenuto di umidità. Oltre alle sostanze organiche, le biomasse contengono anche sali minerali che non vengono gassificati, ma trasformati in ceneri e polveri. La gassificazione di biomasse in un letto fluido passa attraverso le seguenti operazioni: essiccamento, pirolisi, processi ossido-riduttivi. Le biomasse in genere hanno un tenore elevato di umidità (sino al 30-40%), per cui l'H<sub>2</sub>O viene liberata rapidamente assieme ad altre sostanze volatili all'ingresso nel letto fluido, a temperature tra i 500 e gli 800 °C.

Nel bilancio generale del processo assumono importanza rilevante le seguenti variabili:

- portata oraria della biomassa;
- portata oraria dell'aria;
- temperatura del letto;
- contenuto di umidità della biomassa;
- tempo di residenza della biomassa e dei gas nel letto inerte.

Queste variabili sono, a loro volta, influenzate dai seguenti parametri:

- granulometria ottimale del materiale inerte costituente il letto fluido;
- velocità minima del vettore utilizzato per la fluidificazione (più alta quanto più bassa è la densità e la viscosità del fluidificante);
- altezza ottimale del letto (tale da dar luogo a perdite di carico non eccessive, per ridurre il consumo di energia della soffiante);
- dimensioni del reattore e delle apparecchiature accessorie (cicloni, ugelli, tubazioni ecc.);
- pressione di esercizio.

Tabella 8.1.3 - Principali tipi di gassificatori e loro caratteristiche peculiari.

Sistema di contatto	Schema	Caratteristiche	Limitazioni
<p>Letto fisso <i>downdraft</i> (equicorrente)                      solido e gas verso il basso                      Livelli molto bassi di catrame                      Moderato livello di particolati</p>		<p>Semplice, robusto                      Alta conversione del carbonio                      Basso trascinamento di ceneri                      Alto tempo di residenza solidi</p>	<p>Limitata possibilità di <i>scale-up</i>                      Bassa capacità specifica                      Alta umidità della biomassa                      Deposito di ceneri sinterizzate</p>
<p>Letto fisso <i>updraft</i> (controcorrente)                      solido verso il basso, gas alto                      Livelli molto alti di catrame                      Moderato livello di particolati</p>		<p>Semplice, robusto                      Possibilità di <i>scale-up</i>                      Alta efficienza termica                      Alto tempo di residenza solidi</p>	<p>Bassa capacità specifica                      Alta umidità della biomassa                      Deposito di ceneri sinterizzate</p>
<p>Letto fluido bollente                      Solido inerte nel reattore                      Basso livello di catrame                      Alto livello di particolati</p>		<p>Buon controllo temperatura                      Possibilità di <i>scale-up</i>                      Alta capacità specifica                      Possibile uso di catalizzatore</p>	<p>Scarsa scelta di biomassa                      Perdita di carbone nelle ceneri</p>
<p>Letto fluido circolante                      Particolati separati e riciclati                      Basso livello di catrame                      Alto livello di particolati</p>		<p>Buon controllo temperatura                      Possibilità di <i>scale-up</i>                      Alte portate di reazione                      Alta conversione del carbonio                      Costruzione semplice</p>	<p>Non possibile uso di catalizzatore nel letto</p>
<p>Letto fluido trascinato                      Alimentazione fine trasportata da gas ad alta velocità                      Niente inerti solidi                      Basso livello di catrame                      Molto alto livello di particolati</p>		<p>Molto buona la possibilità di <i>scale-up</i>                      Alta conversione del carbonio</p>	<p>Pretrattamento costoso                      Pratico solo oltre 10 t/h                      Scorie di ceneri                      Scarsa scelta di biomassa</p>
<p>Doppio letto fluido                      Pirolisi nel I reattore                      Combustione del catrame nel II reattore che riscalda il letto del I reattore                      Alto livello di catrame                      Alto livello di particolati</p>		<p>Medio potere calorifico usando solo aria                      Possibile uso di catalizzatore</p>	<p>Progetto complesso, costoso                      Pratico solo oltre 5 t/h  <i>Scale-up</i> possibile, ma complesso</p>

### 8.1.3.3. Pirolisi

La pirolisi è un processo termico di degradazione della biomassa che avviene: in assenza di aria, quando il calore necessario al processo viene totalmente fornito dall'esterno, o in presenza di una limitata quantità di agenti ossidanti, nel caso in cui il calore viene prodotto internamente alla massa mediante la combustione di una sua parte.

Attraverso la pirolisi il materiale lignocellulosico viene generalmente trasformato in:

- una frazione “gassosa” a basso-medio potere calorifico contenente CO, CO<sub>2</sub>, idrocarburi (CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>), H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>;
- una frazione “liquida oleosa” contenente acqua e composti organici a basso peso molecolare come aldeidi, acidi, chetoni, alcoli;
- un prodotto “solido” contenente residui a più alto peso molecolare, furani derivati e composti fenolici.

Sebbene le tre frazioni siano presenti come risultato del processo di pirolisi, è possibile incrementare la resa di una di esse, selezionando opportunamente le condizioni del processo quali:

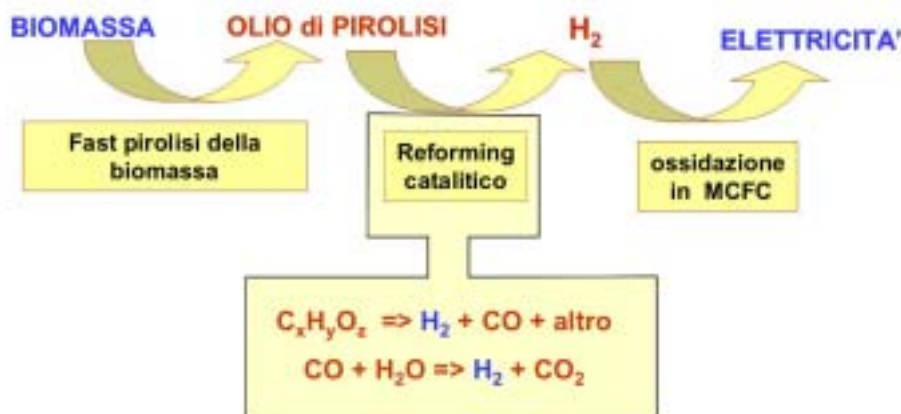
- la temperatura finale di reazione;
- la velocità di riscaldamento della biomassa;
- il tempo di residenza del materiale alla temperatura di reazione;
- la dimensione e la forma fisica della biomassa da trattare;
- la presenza di determinati catalizzatori.

La composizione chimica della biomassa influenza la resa del processo, in quanto la lignina, la cellulosa e l'emicellulosa presentano profonde differenze di comportamento al trattamento termico. Le più comuni modalità di esecuzione del processo di pirolisi sono:

- la “carbonizzazione”, il più antico e conosciuto processo di pirolisi, che avviene a temperature comprese tra i 300 e 500 °C. Da tale processo si recupera solo la frazione solida (carbone vegetale), per cui si procede in modo da minimizzare le altre frazioni;
- la “pirolisi convenzionale”, a temperature moderate minori di 600 °C, con moderati tempi di reazione; da cui si ottengono approssimativamente le tre frazioni in uguale proporzione;
- la “fast pirolisi”, a temperature relativamente basse (da 500 a 650 °C), in cui le reazioni della gassificazione avvengono velocemente e con tempi di contatto brevi in modo da ridurre il riformarsi di composti intermedi, favorendo la produzione della frazione liquida fino al 70-80% in peso della biomassa in entrata;
- la “flash pirolisi”, realizzata in modo da mantenere gli stessi tempi di contatto della “fast pirolisi”, ma a temperature superiori a 700 °C e con tempi di contatto inferiori ad 1 secondo, in modo da favorire la produzione di una frazione liquida intorno all'80% in peso della biomassa in entrata, ma con una variazione di composizione più ristretta.

Praticamente con il processo di pirolisi si trasforma un combustibile a bassa densità energetica (3.000-4.000 kcal/kg) in un altro a più elevato contenuto energetico specifico (8.000-10.000 kcal/kg), riducendone di conseguenza i costi di trasporto. I prodotti liquidi della pirolisi devono subire ulteriori processi per aumentarne la qualità e la stabilità (*up-grading*) per ottenere un prodotto chiamato “bio-olio” utilizzabile, per esempio, come combustibile in campo industriale per il riscaldamento dei forni di cottura per il cemento e la calce. Recenti studi stanno valutando la possibilità di impiegare l'olio di pirolisi per la produzione di H<sub>2</sub> attraverso reforming catalitico per applicazioni su celle a combustibile (figura 8.1.3).

Figura 8.1.3 - schema di produzione dell'idrogeno ed elettricità dall'olio di pirolisi



#### 8.1.4. Diffusione delle tecnologie

Per quanto riguarda la combustione, come si è visto, i sistemi di piccola taglia sono impiegati nel settore industriale essenzialmente per la produzione di energia termica: solo in Italia il loro numero è stimato in oltre 3.000 unità. Per la produzione combinata di energia elettrica e termica, invece, sono impiegati sistemi di taglia maggiore e più sofisticati. In Italia, secondo quanto riportato nel rapporto annuale 1995 dell'ENEL, a quella data esistevano 6 impianti, peraltro alimentati con RSU e derivati, per un totale di circa 17,6 MWe e 14 impianti alimentati con residui agro-industriali, per un totale di 66 MWe. Per la produzione di sola energia elettrica, sempre secondo il suddetto rapporto, vi erano 13 impianti alimentati a RSU, per una potenza di circa 62 MW ed un impianto alimentato a residui agro-industriali, per una potenza di 2 MW.

All'estero, invece, già da diversi anni sono in funzione numerosi impianti di media-grossa taglia alimentati a biomassa che generalmente privilegiano la produzione combinata di elettricità e calore ed in diversi casi alimentano dei sistemi di teleriscaldamento. La soluzione della produzione combinata elettricità e calore (CHP), per esempio, è stata adottata in Danimarca, dove vengono impiegati generalmente combustori a griglia, alimentati da paglia, cippato di legna e rifiuti. La potenzialità di questi impianti è relativamente bassa, con taglie che partono da circa 2 MWe per arrivare ad oltre 20 MWe.

#### 8.1.5. Biocombustibili

Per quanto riguarda i biocombustibili liquidi, l'attuale tecnologia per la produzione di biodiesel e bioetanolo da colture agricole dedicate è consolidata e richiede soltanto alcune innovazioni minori; è indispensabile, però, indirizzare la ricerca anche verso altri canali di produzione di combustibili oltre quelli basati sulle colture agricole dedicate. Ciò riguarda principalmente la produzione di etanolo da materiali lignocellulosici.

##### 8.1.5.1. Biodiesel

Per quanto riguarda la produzione di biodiesel, il ciclo di produzione prevede l'utilizzo di oli estratti da colture oleaginose, tipicamente semi di girasole e di colza. In pratica i semi subiscono una fase di essiccazione, al di sotto dell'8% di umidità, in modo da evitare fenomeni di autoaccensione, ammuffimento ed irrancidimento, e di sgusciatura per l'eliminazione dell'involucro del seme, a basso contenuto di olio (circa il 2%), in modo da aumentare l'efficienza di estrazione dell'olio grezzo, il contenuto proteico (40-42%) delle farine residue, con un costo energetico trascurabile

(circa 5 kWh/t di prodotto trattato). Con la fase di macinazione, i semi vengono rotti e schiacciati, ma senza essere polverizzati per evitare complicazioni funzionali delle relative macchine. In tal modo si aumenta la superficie di estrazione, incrementando la resa in olio, quindi si procede con il riscaldamento a 80-90 °C, in modo da ridurre notevolmente la viscosità dell'olio, facilitandone la fuoriuscita e la successiva separazione delle sostanze proteiche per coagulazione dell'emulsione.

L'estrazione degli oli vegetali viene eseguita con due tecniche: compressione e uso di solventi.

Nel primo caso, applicato soprattutto ai semi con maggiore contenuto in olio, quali quelli di girasole, la pasta viene compressa in presse a vite in grado di raggiungere pressioni di 1.600 bar, per cui l'olio viene estratto meccanicamente, riducendo il contenuto in olio dei semi dal 45-50% al 5-8% in peso. La potenzialità tipica di impianti di questo tipo è di 60-100 t/giorno di olio.

Nel caso di estrazione con solvente, utilizzata preferibilmente per semi a ridotto contenuto di olio (soia), o, preferibilmente, in successione alla fase di spremitura, alla pasta viene addizionato un solvente organico ad elevata volatilità (per esempio esano) con cui è possibile ottenere una resa di estrazione quasi quantitativa (il residuo contiene solo l'1% in peso di olio). A causa del costo energetico superiore rispetto alla pressatura, si preferisce spesso farlo in successione a quest'ultima. Il prodotto ottenuto, opportunamente depurato degli acidi grassi, delle cere e di altre sostanze non desiderate mediante processi di chiarificazione, degommaggio e neutralizzazione, può essere utilizzato tal quale in motori opportunamente adattati. Nel caso si voglia utilizzarli in miscela con il gasolio in veicoli commerciali, è necessario renderlo compatibile mediante un processo chimico denominato di "transesterificazione", che trasforma il bio-olio in un estere metilico od etilico a seconda che si usi alcol metilico od etilico, ottenendo un composto con una struttura molecolare più piccola e meno ramificata, per cui si ha una viscosità ed un numero di cetano più vicino al gasolio commerciale. Per quanto riguarda il bilancio ponderale, per esempio, da 3 t di colza si ottiene circa 1 t di olio che transesterificato con circa 110 kg di alcol metilico, produce circa 1 t di estere metilico e 110 kg di glicerina.

Dal punto di vista energetico, prendendo sempre come riferimento i semi di colza, si ha che per ogni tonnellata di metilestere prodotto (PCI = 37,7 GJ/t), occorrono 18-22 GJ per il ciclo colturale, 8-11 GJ per la raffinazione e 3-3,3 GJ per la conversione del bio-olio in metilestere. Ne deriva che, affinché il ciclo si sostenga energeticamente, non si deve trascurare il contenuto energetico dei sottoprodotti delle varie fasi della produzione e della lavorazione. Per quanto sopra detto è evidente che nella produzione di biodiesel non si può prescindere, sia per quanto riguarda la valenza energetica che ambientale, dall'utilizzare anche il residuo derivante dalla produzione agricola.

Nella figura 8.1.4 è schematizzata la filiera biodiesel.

Figura 8.1.4 - Schema a blocchi della filiera biodiesel





### 8.1.5.2. Bioetanolo

Per quanto riguarda la produzione di bioetanolo, le materie prime agricole utilizzabili possono essere sia quelle finalizzate alla produzione di sostanze zuccherine sia quelle amidacee. Contrariamente ai prodotti zuccherini, quali il succo di barbabietola o di canna, che possono essere sottoposti direttamente alla fermentazione alcolica, i prodotti a base di amido devono essere preventivamente sottoposti a processo di idrolisi.

Tale processo è infatti necessario a depolimerizzare l'amido, di per sé non fermentabile, riducendolo al suo monomero, il glucosio, suscettibile di fermentazione. Considerando il grano come materia prima amidacea esemplificativa, questo, per essere sottoposto ad idrolisi, deve essere pretrattato secondo due vie alternative consistenti nella macinazione integrale e nella successiva miscela con acqua (processo a secco) oppure nella preventiva separazione delle componenti non amidacee, quali le frazioni proteiche e le fibre, da eseguire in fase umida.

Si ottengono nel primo caso un composto di tipo proteico, ricavabile a seguito della fermentazione dai residui del processo (borlande) mentre, nel secondo caso, lo stesso materiale, in forma più purificata, si ottiene all'inizio del processo. Generalmente tra le due procedure viene scelta quella a secco perché, malgrado la migliore qualità dei sottoprodotti proteici che si ottengono dalla procedura ad umido, quest'ultima comporta un processo più elaborato e costi di investimento maggiori.

La fase di idrolisi, che segue al pretrattamento descritto, avviene preferenzialmente attraverso enzimi ricavati da specifiche colture di microrganismi. Il processo è attuato in condizioni termiche blande e cinematicamente accettabili e porta, come detto in precedenza, ad una soluzione di glucosio.

La fermentazione alcolica, che costituisce la fase successiva sia che si parta da prodotti amidacei sia zuccherini, è a carico quasi universalmente del lievito "Saccaromyces cerevisiae" ed avviene a condizioni di temperatura ambiente, in presenza di minime quantità di aria (microaerofila), arrestandosi quando il tenore di alcol nella miscela raggiunge il 7-10% dopo tempi oscillanti intorno alle 72 ore.

L'arresto è dovuto alla tossicità dell'alcol in queste concentrazioni sullo stesso lievito che lo ha prodotto e rappresenta uno dei fattori del processo che incide maggiormente sulla spesa energetica necessaria al recupero dell'alcol, in quanto si è costretti ad operare con soluzioni diluite. In alternativa a tale configurazione del processo fermentativo, tipicamente di tipo "discontinuo", esiste la possibilità di adottare un sistema continuo in cui zucchero e nutrienti vengono addizionati in modo controllato all'entrata del reattore, sottraendo l'alcol e le cellule di lievito in uscita dal reattore. In tal modo si evitano gli effetti negativi che le alte concentrazioni provocano sulla crescita cellulare e sulla produzione di etanolo.

Una variante al processo fermentativo in continuo è attuata con la rimozione dell'etanolo prodotto in un reattore sottovuoto, riducendo così l'effetto negativo che l'alcol ha sulle cellule di lievito. L'applicazione di questa metodologia trova però la sua limitazione nella necessità di mantenere il reattore sotto vuoto a costi contenuti in presenza dell'anidride carbonica gassosa derivante dalla fermentazione. Malgrado questa gamma di alternative tecnologiche, fino a pochi anni fa gran parte della produzione mondiale dell'alcol etilico prodotto dalla fermentazione era attuata con il processo discontinuo, soluzione pressoché identica a quella adottata prima della seconda guerra mondiale.

Il recupero dell'alcol dalla soluzione acquosa è la fase del processo che maggiormente incide sull'economia e sulla spesa energetica complessiva. Ciò è dovuto alla diluizione delle soluzioni ed alla formazione di una miscela azeotropica che si raggiunge quando la percentuale di etanolo è pari a circa il 95% in peso.

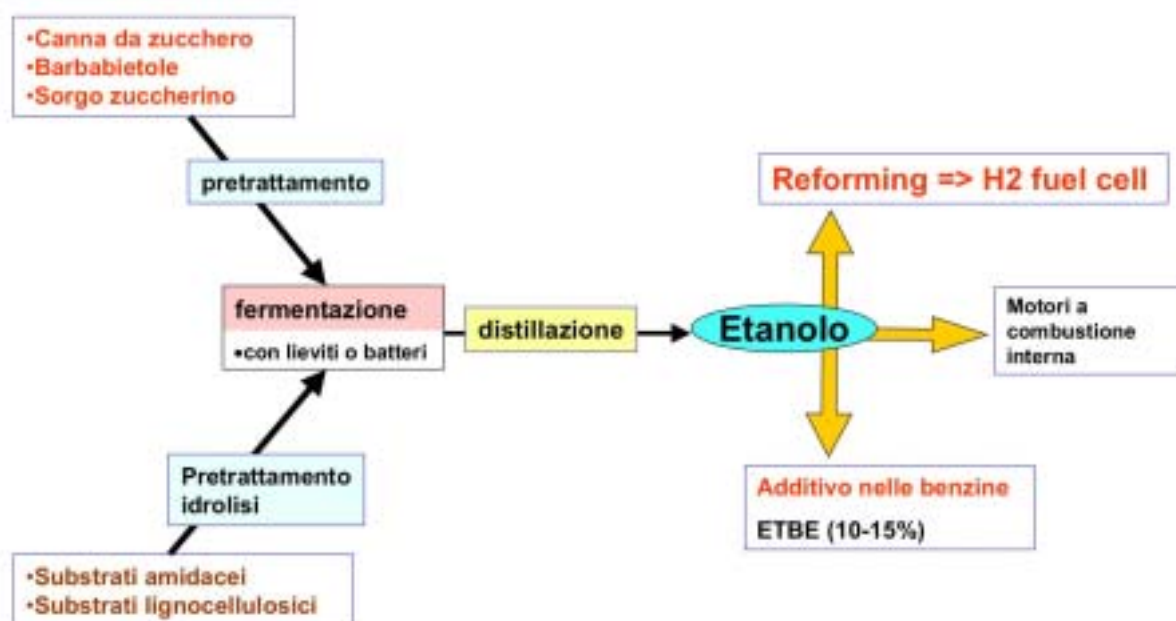
In presenza dell'azeotropo, per ottenere alcol anidro è necessario operare la distillazione in depressione oppure intervenire con una distillazione ternaria, con un ulteriore consumo di energia. Il metodo delle distillazioni successive rimane attualmente quello più usato a livello industriale; ciò malgrado, proprio a causa degli alti costi che il processo comporta, attività di ricerca sono state indirizzate in questo settore con la finalità di trovare metodi innovativi in grado di ridurre la spesa energetica sia per raggiungere la miscela azeotropica sia per ottenere l'alcol anidro. Dall'alcol etilico al 99,7% e dall'iso-butilene, fatti reagire in presenza di opportuni catalizzatori, si ottiene l'etere etil-terbutilico (ETBE). La reazione avviene con l'impiego di componenti nel rapporto quantitativo di quasi 1:1; esattamente, per ottenere 1,0 t di ETBE occorrono 0,47 t di alcol etilico e 0,53 t di iso-butilene (C<sub>4</sub>H<sub>8</sub>).

A livello industriale la produzione di ETBE è iniziata già nel 1992 da parte della Ecofuel di Ravenna ed è proseguita per tutto il triennio 1993-95 con quantità complessive pari a 200.000 t, totalmente collocate sul mercato dei combustibili. La produzione di ETBE è andata ad integrare quella del corrispondente etere metilico MTBE, anch'esso dotato della stessa capacità antidetonante, ma totalmente di origine fossile.

L'impianto di produzione di Ravenna, l'unico attualmente operante in Italia, è dotato di una tecnologia abbastanza flessibile che consente il passaggio dalla produzione di MTBE a quella di ETBE con minime modifiche impiantistiche. Un'ulteriore materia prima di importanza strategica per la produzione di alcol etilico è rappresentata dai materiali lignocellulosici di scarto provenienti dal comparto agricolo, agroindustriale e forestale, da sottoporre alla depolimerizzazione idrolitica acida od enzimatica ed alla fermentazione.

L'idrolisi della cellulosa, sia acida sia enzimatica, è un processo non ancora a livello di maturità tale da poter concorrere con i metodi di produzione attualmente adottati.

Figura 8.1.5 - Schema di produzione ed utilizzo del bioetanolo



#### 8.1.6. *Prospettive di sviluppo delle tecnologie in Italia*

La situazione in Italia è complessa e difficilmente schematizzabile. Si stima che legno, residui agroindustriali e biogas diano un contributo energetico di circa 6,5 Mtep/anno, la maggior parte dei quali siano relativi all'impiego di legna per usi domestici. I risultati di un questionario inviato a oltre 1050 imprenditori, pur avendo dato risultati parziali, dimostrano che ci sono 366 impianti per uso energetico non domestico delle biomasse, con una potenza energetica di oltre 100 MWe e 1200 MWt. Per quanto riguarda gli operatori industriali nazionali questi, nel solo comparto impiantistico, sono più di 60.

Anche dal punto di vista delle tecnologie disponibili per la conversione delle biomasse in energia, il panorama è variegato: alcune di esse sono competitive, altre richiedono ancora miglioramenti.

Tuttavia, in Italia il problema più serio per un impiego estensivo delle biomasse da residui agroindustriali è costituito dagli alti costi della raccolta delle materie prime: infatti, l'efficienza di produzione delle biomasse vegetali (in pratica, l'efficienza di conversione dell'energia solare in contenuto energetico della biomassa) è estremamente bassa, inferiore all'1%; pertanto, l'alimentazione di impianti funzionanti con questo combustibile presuppone la raccolta di biomasse su aree molto estese, che spesso si traduce nell'esigenza di creare realtà consortili. Analoghi problemi si pongono nel caso di residui provenienti dalla lavorazione di una molteplicità di imprese.

Dal punto di vista tecnico, l'elevato costo di investimento degli impianti e la loro ancora bassa efficienza di conversione, unitamente all'opportunità di avere impianti molto versatili dal lato delle materie prime suscettibili di trasformazione, cioè "pluricombustibili", costituiscono ulteriori ostacoli alla diffusione di questa fonte rinnovabile.

Attualmente le attività di ricerca e sviluppo si sono spostate verso i più promettenti gassificatori a letto fluido, che offrono la possibilità di un miglior controllo dei parametri di processo e dei inquinanti, e più favorevoli condizioni di "scale up", oltre a garantire una maggiore versatilità. Ciò rende questi impianti appetibili anche per i paesi industrializzati. Rientrano nel settore anche i biocarburanti, il cui interesse è legato all'inquinamento delle grandi città.

## 8.2. CENTRALI IDROELETTRICHE

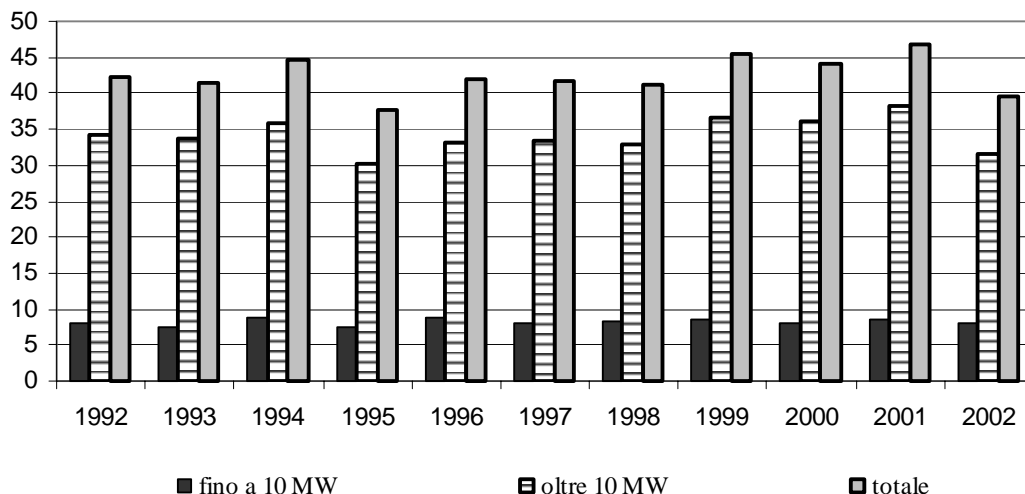
### 8.2.1. *La situazione italiana nel contesto internazionale*

Una delle prime forme di energia alternativa a quella muscolare, quella idrica, era già nota ma non molto diffusa presso i Greci e i Romani; iniziò a diffondersi nell'Alto Medio Evo e si moltiplicò a partire dal X sec. la costruzione di rudimentali macchine atte a trasformare l'energia cinetica di un corso d'acqua in energia meccanica, che trasmessa a pesanti macine permetteva la trasformazione dei prodotti agricoli. Gli impianti idroelettrici non sono altro che l'interpretazione moderna dell'uso della ruota idraulica.

Il nostro Paese è stato precursore nello sfruttamento idroelettrico. Iniziato nel secolo scorso, per un lungo periodo è stata la fonte di energia determinante sia nel progresso industriale sia per migliorare la qualità della vita italiana. Agli inizi degli anni 60, l'energia idroelettrica rappresentava circa i  $\frac{3}{4}$  dell'intera produzione nazionale, e per accentrare politicamente il controllo di questa importante risorsa venne istituito l'ENEL nel quale confluirono tutte le società elettriche private ad esclusione delle grandi imprese industriali autoproduttrici e delle aziende elettriche degli Enti locali. Questa concentrazione comportò l'abbandono degli impianti che per dimensione venivano ritenuti poco produttivi, anche perché il mercato elettrico poteva orientarsi verso una nuova fonte d'energia molto competitiva in termini economici, quella ottenuta attraverso la combustione fossile (termoelettrica). I problemi geopolitici legati alla fornitura del petrolio hanno successivamente prodotto diversi periodi di crisi ed incertezze; inoltre le emissioni inquinanti, connesse all'uso degli idrocarburi, hanno sollecitato la ricerca di fonti alternative e rinnovabili come risposta sostenibile alle esigenze energetiche. In questa visione, la realizzazione o il recupero di impianti mini idroelettrici possono offrire, nel pieno rispetto dell'ambiente, ottime prospettive future.

Nella figura 8.2.1 sono riportati i dati di produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica dal 1995 per tipologia di impianto da cui si può notare l'estrema variabilità della produzione condizionata da fattori climatici. Da un'analisi dei dati storici si rileva comunque un aumento sensibile della produzione nel periodo compreso tra il 1963 ed il 2000.

Figura 8.2.1 - Produzione di energia da idroelettrico in Italia per anno e tipologia di impianto (TWh)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRTN

In questo stesso periodo, però, la quota di energia idroelettrica è andata rapidamente calando rispetto al totale a causa dell'aumento della domanda, passando dal 65% del totale dell'energia prodotta in Italia nel 1963 al 19% nel 2000.

Oggi, nei Paesi industrializzati sono presenti grandi impianti che forniscono quote significative di energia elettrica; in molti Paesi in via di sviluppo, invece, la fonte idroelettrica non è ancora molto utilizzata, pur rappresentando una discreta fonte potenziale di energia.

Si stima una potenza installata nel mondo di 47.000 MW, di cui 9.500 MW solo in Europa, dove, secondo gli obiettivi assunti si intende raggiungere, entro il 2010, una potenza totale installata di 14.000 MW.

Nel nostro Paese l'idroelettrico è, rispetto alle altre fonti rinnovabili, già arrivato ad un valore molto elevato di utilizzo delle risorse potenziali, stimate intorno a 65 TWh.

Dal momento che non sembra realistico prevedere la realizzazione di nuovi grandi impianti, soprattutto per l'elevato impatto ambientale che ne deriverebbe, un aumento della produzione di energia elettrica da questa fonte è prevedibile, oltre che con l'incremento dell'efficienza degli impianti esistenti, attraverso il ricorso a nuovi impianti di mini e micro idraulica; e ad impianti di recupero di energia da sistemi idrici.

Gli impianti di mini e micro idraulica possono essere realizzati in condizioni di portate d'acqua limitate e in presenza di un salto anche di pochi metri; presentano un impatto ambientale molto limitato e non modificano l'uso del corso d'acqua. La maggiore diffusione di questo tipo di impianti si ha nelle aree montane non servite dalla rete nazionale, dove possono essere realizzate microcentrali su corsi d'acqua a regime torrentizio o permanente, a servizio di piccoli bacini di utenza.

Un altro tipo di intervento in crescente sviluppo consiste nell'installazione di una turbina che consente di recuperare energia nei sistemi idrici che, per regolare o controllare la portata, disperdono a valle una parte dell'acqua.

Tale tipo di intervento avviene generalmente nei seguenti casi:

- acquedotti ad uso potabile, industriale, irriguo o ricreativo;
- canali di bonifica ed irrigui;
- canali o condotte di deflusso per i superi di portata;
- circuiti di raffreddamento di condensatori di impianti a motori termici.

La realizzazione di un micro impianto su sistemi idrici di questo tipo può essere economicamente vantaggioso nel caso in cui le condotte esistano già e laddove i salti e le portate siano significativi.

Altre applicazioni sono possibili, infine, presso gli impianti idroelettrici di pompaggio, dove il generatore funziona come un motore e consente di pompare l'acqua da un bacino inferiore a quello superiore durante la notte, quando la disponibilità energetica è maggiore.

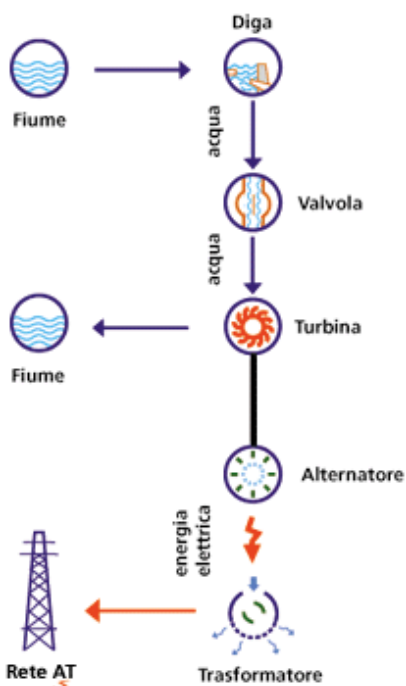
### 8.2.2. *Principi di riferimento e tipologie di impianto*

Una centrale idroelettrica è un complesso di opere e macchinari che raccoglie e convoglia volumi d'acqua da una quota superiore ad un'altra inferiore della superficie terrestre, allo scopo di sfruttare l'energia potenziale idraulica – in genere un corso d'acqua – che viene trasformata dal macchinario

di centrale in energia elettrica, utilizzando il salto generato dallo spostamento di una certa quantità d'acqua tra due siti posti a quote differenti.

In generale, una centrale idroelettrica è costituita da un'opera di captazione delle acque alla quota più alta, strutture di trasporto delle acque, macchinari che trasformano l'energia idraulica in energia meccanica e quest'ultima in elettrica. L'acqua viene, poi, restituita al suo alveo naturale attraverso un canale o simile.

Figura 8.2.2 - Schema generale di un impianto idroelettrico



Fonte: ENEL Greenpower

Più nel dettaglio un impianto idroelettrico è costituito dai seguenti componenti:

- *opere di presa*, la cui configurazione dipende dalla tipologia del corso d'acqua intercettato e dall'orografia della zona;
- *opere di filtraggio*, finalizzate all'eliminazione dall'acqua di grossi corpi sospesi e le cui tipologie – compresa la possibilità o meno di automazione – dipendono dalla portata derivata e dall'entità dei solidi trasportati dal flusso idrico;
- *opere di convogliamento delle acque*, costituite da canali o condotte forzate in funzione dell'orografia e conseguentemente della tipologia di impianto, a basso o alto salto;
- *edificio di centrale contenente le opere elettromeccaniche*: gruppo turbina-alternatore, trasformatore, contatori, quadri elettrici e sistemi di controllo;
- *opere di restituzione*, delle acque nel corso d'acqua principale.

Il principio su cui si basano le centrali idroelettriche è quello di trasformare l'energia potenziale di una massa d'acqua in quiete e/o l'energia cinetica di una corrente d'acqua in energia meccanica e successivamente trasformare questa energia meccanica in energia elettrica.

La quantità d'energia disponibile in una massa d'acqua dipende da due fattori: la conformazione del territorio, e le precipitazioni meteoriche che mediamente, in un anno, cadono all'interno del bacino

idrogeologico; questo si comporta come un enorme serbatoio approvvigionando tutte le aste minori che si convogliano per gravità, nel corso fluviale principale. In altre parole la centrale idroelettrica sfrutta la caduta e la portata disponibile di un'asta fluviale.

La caduta o salto geodetico rappresenta la differenza di altezza tra la zona di presa a monte e quella di restituzione a valle dell'impianto, mentre la portata disponibile è il volume d'acqua che attraversa una sezione nota, nell'unità di tempo. Per garantire la conservazione delle caratteristiche dell'intero ecosistema fluviale si dovrà comunque, assicurare il "deflusso minimo vitale" (DMV) come previsto dalla legge 5/1/1994 n. 36 ("Disposizione in materia di risorse idriche") che prevede un controllo di tutte le derivazioni esistenti e quelle previste sul fiume, al fine di tutelare ogni forma di vita floro-faunistica.

Infine, se possibile, si deve calcolare la curva media di durata delle portate con l'utilizzo di dati storici non inferiori a 20 anni. Questo permetterà di dimensionare in modo più accurato la turbina idraulica, di installare un sistema alternatore trasformatore adeguato e di ipotizzare le ore lavorative totali annue della centrale.

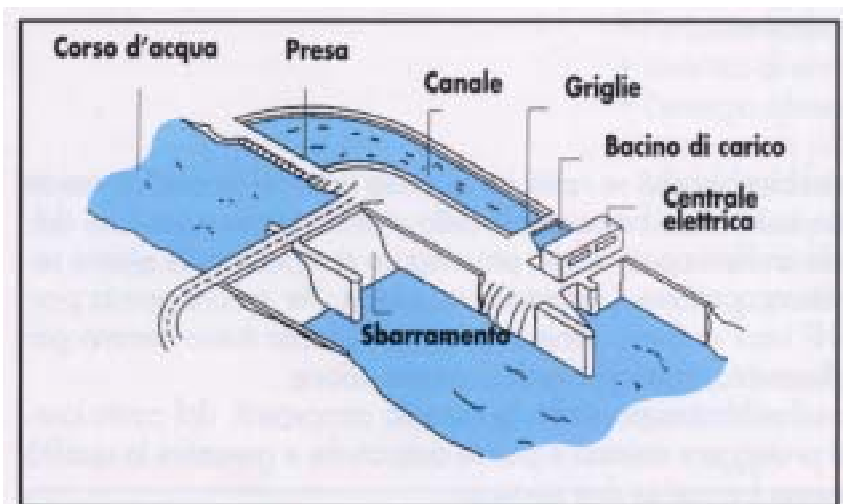
Per stimare il potenziale idroelettrico di un sito si deve poter conoscere l'entità e la variazione delle portate<sup>1</sup> durante l'anno e l'entità del salto<sup>2</sup> lordo disponibile.

Il rapporto tra la potenza immessa in rete – cioè dopo che sono avvenute tutte le perdite dovute al rendimento della turbina, del generatore, del trasformatore e dell'eventuale moltiplicatore di giri – e la potenza teorica di un impianto idroelettrico è denominato rendimento generale d'impianto. Nei moderni impianti idroelettrici esso varia tra l'80% e il 90%, rappresentando un valore molto elevato (in particolare è il valore più elevato tra le varie fonti rinnovabili).

Gli impianti idroelettrici si suddividono in grandi impianti e impianti mini e micro-idroelettrici.

La suddivisione avviene in base alla potenza installata nell'impianto e si può assumere come valore di soglia la potenza di 10 MW. Questa suddivisione solitamente si riscontra anche nella diversa tipologia degli impianti: mentre i grandi impianti idroelettrici richiedono solitamente la sommersione di estese superfici, con notevole impatto ambientale e sociale, un piccolo impianto idroelettrico si integra quasi perfettamente nell'ecosistema locale, in quanto viene sfruttata direttamente la corrente del fiume.

Figura 8.2.2 - Schema di impianto idroelettrico a bassa caduta



Fonte: ETA, Programma Thermie 2000 "Mini-idraulica in Italia e Portogallo"; CE DG XVII

<sup>1</sup> La portata derivata da un impianto idroelettrico è il volume d'acqua prelevato nell'unità di tempo [m<sup>3</sup>/s]. Si parla di: piccola portata (Q < 10 m<sup>3</sup>/s); media portata (Q = 10÷100 m<sup>3</sup>/s); grande portata (Q = 100÷1000 m<sup>3</sup>/s); altissima portata (Q > 1000 m<sup>3</sup>/s).

<sup>2</sup> Il salto è la differenza di quota dal punto di prelievo dell'acqua ed il punto di restituzione [m]. Gli impianti idroelettrici si suddividono in base al valore di questa grandezza in alta caduta (> 100 m); media caduta (30÷100 m); bassa caduta (2÷30 m)

Gli impianti idroelettrici si possono anche classificare in base alla tipologia impiantistica, principalmente come:

- impianti ad acqua fluente – sono privi di qualsiasi capacità di regolazione e, pertanto, la portata utilizzata è pari alla quantità d'acqua disponibile nel fiume, fino al limite consentito dalle opere di presa. Flussi elevati e bassa caduta (fino a 20 metri) sono tipici di questi impianti. Queste soluzioni di solito comprendono un sistema di sbarramento che intercetta il corso d'acqua nella zona prescelta e una centrale di produzione elettrica situata sulla traversa stessa o nelle immediate vicinanze.
- impianti a deflusso regolato o a bacino – sono provvisti di bacini con modeste capacità di invaso che permettono di regolare la quantità di flusso addotta in turbina. Per quanto riguarda le centrali SHP (Small Hydro Power), queste sono dotate di bacini di piccola capacità, che regolano le portate in ambito giornaliero o settimanale; questo tipo di impianti è collocato principalmente nei tratti superiori dei fiumi. Lo schema-tipo di un impianto include una riserva d'acqua, un'opera di presa ed una condotta che convoglia l'acqua fino alle turbine nella centrale.

#### 8.2.2.1 Le turbine idrauliche

La turbina idraulica è quel dispositivo meccanico che trasforma l'energia potenziale e cinetica dell'acqua in energia meccanica; è essenzialmente costituita da un organo fisso, il distributore, e da uno mobile, la girante. Il primo ha tre compiti essenziali: indirizza la portata in arrivo alla girante imprimendovi la direzione voluta, regola la portata mediante organi di parzializzazione, provoca una trasformazione parziale o totale in energia cinetica dell'energia di pressione posseduta dalla portata. L'entità di questa trasformazione è l'elemento più importante per la classificazione delle turbine: quando la trasformazione da potenziale a cinetica avviene completamente nel distributore, si parla di turbine ad azione, altrimenti di turbine a reazione. La girante, infine, trasforma l'energia potenziale e/o cinetica dell'acqua in energia meccanica resa sull'albero motore.

Tra le principali tipologie di turbine troviamo:

- **turbina Francis** – turbina idraulica di tipo a reazione con pale della girante fisse, utilizzata di solito con medi o bassi salti e con portate medie. È caratterizzata da un ingresso dell'acqua nella girante – annegata – in direzione radiale centripeta e da uno scarico assiale. Viene generalmente impiegata per salti da 10 a 250 metri.
- **turbina Pelton** – turbina idraulica del tipo ad azione, utilizzata di solito con alti salti e piccole portate. È costituita da un distributore ad uno o più ugelli in relazione alla portata da inviare alla girante e da una ruota, calettata sull'albero motore, che trasmette la rotazione all'alternatore elettrico. È particolarmente adatta per grandi cadute d'acqua, da 250 a 2500 metri.
- **turbina Turgo** – è una turbina ad azione, che può lavorare con salti tra i 15 ed i 300 metri. Rispetto alla Pelton, ha pale con forma e disposizione diverse ed il getto colpisce simultaneamente più pale, similmente alle turbine a vapore. Il volume d'acqua che una turbina Pelton può elaborare è limitato dal fatto che il flusso di ogni ugello possa interferire con quelli adiacenti, mentre la turbina Turgo non soffre di questo inconveniente. Il minor diametro necessario comporta, a parità di velocità periferica della girante, una maggiore velocità angolare, che consente l'accoppiamento al generatore senza il moltiplicatore, con conseguente diminuzione dei costi ed aumento dell'affidabilità.
- **turbina Kaplan**: turbina idraulica assiale del tipo a reazione con pale della girante regolabili, utilizzata di solito con grandi portate e bassi salti, da 5 a 30 metri.



- **turbina a elica** – turbina simile alla Kaplan, ma con pale della girante non regolabili, adatta per impianti a salto non variabile.
- **Turbina Cross-Flow o Mitchell-Banky** – turbina idraulica ad azione a flusso radiale, caratterizzata dalla costanza dei rendimenti, che permette il funzionamento anche per bassi valori percentuali della portata nominale.

Il tipo, la geometria e le dimensioni di una turbina sono condizionati essenzialmente dal salto netto, dalla portata da turbinare, dalla velocità di rotazione, dai problemi di cavitazione, dalla velocità di fuga e dal costo. In funzione del salto e della portata esistono dei grafici, che permettono di determinare quale sia il tipo di turbina più adatto al corso d'acqua considerato.

Col passare degli anni, per effetto dei continui perfezionamenti tecnici successivamente introdotti, i gruppi elettrogeni idroelettrici hanno subito notevoli trasformazioni strutturali, che ne hanno migliorato in modo apprezzabile il rendimento, semplificata la loro installazione e perfezionato il loro comportamento in relazione alle prestazioni richieste dall'esercizio. Anche i gruppi di piccola potenza sono stati oggetto di perfezionamenti tecnici e sperimentazioni di forme costruttive e tipi di installazione, al fine di trovare il giusto compromesso tra le diverse esigenze da conciliare. Queste ultime riguardano principalmente problemi di flusso idrodinamico, di giri ottimali per le turbine – che non sempre coincidono con quelli necessari per gli alternatori vincolati alla frequenza – e l'utilità di semplificare l'installazione e ridurre la manutenzione. L'insieme degli ausiliari, di solito previsti per un servizio automatico, ed il necessario contenimento dei costi, sono altri condizionamenti per cui i progettisti hanno dovuto trovare il giusto equilibrio. Il massimo impegno a questo fine è stato richiesto dalle turbine destinate ad operare con piccoli salti e relativamente alte portate, e cioè dalle turbine a reazione con ruote a elica a pale fisse o del tipo Francis – per impianti con piccole variazioni di portata – e dalle turbine a reazione con ruote ad elica a pale mobili Kaplan – per impianti con portata fortemente variabile. Le turbine per piccole portate e salti relativamente alti, vale a dire le turbine ad azione con ruote Pelton, e le turbine con portate anche relativamente grandi e salti da pochi metri a qualche decina con ruote Ossenberg, per la loro architettura immutabile, hanno posto un minor numero di problemi per la loro ottimizzazione, specialmente per quanto concerne la sistemazione degli impianti. Nell'insieme, i risultati tecnici raggiunti dalle moderne turbine, destinate all'azionamento dei piccoli generatori elettrici, possono essere considerati più che soddisfacenti.

### 8.2.3. *Sviluppi in atto e principali obiettivi di R&S e dimostrazione*

#### Standardizzazione dei componenti

Un sistema per rendere attraente il mercato dei piccoli impianti idroelettrici è quello di contenere i costi attraverso la produzione di scala. Standardizzare la produzione su diverse tipologie di turbine particolarmente flessibili alle diverse caratteristiche idrografiche e morfologiche delle aste fluviali che si intendono sfruttare, sicuramente inciderà in modo positivo sull'investimento complessivo del progetto e quindi sull'interesse imprenditoriale. Analoghe considerazioni sono valide per quello che riguarda tutti i macchinari idraulici, e per le infrastrutture della centrale (condotte, canali di adduzione e restituzione). Una raccomandazione pressante, su questo argomento, arriva dall'UE che ha ritenuto di valutare e successivamente sostenere economicamente i progetti nuovi o i rifacimenti di piccole medie centrali idroelettriche, attraverso la stima del grado di riproducibilità dell'impianto.

#### Rifacimento impianti idroelettrici

L'Unione Europea ha sostenuto all'interno del programma Thermie una serie di interventi rivolti alla riattivazione o al recupero di impianti mini idraulici, sottolineandone i benefici in termini economici per quanto riguarda i tempi di ritorno dell'investimento e soprattutto i vantaggi relativi al contenuto impatto che questa FER produce sull'ecosistema fluviale. Nel nostro Paese, per

incentivare la produzione da fonte rinnovabile specificatamente per il settore idroelettrico, è stato emanato il DM 11/11/1999 (aggiornato con il DM 18.03.2002) che contiene il regolamento per il riconoscimento dei rifacimenti parziali degli impianti idroelettrici con un'entrata in esercizio che risale ad almeno 30 anni. Tutte le centrali idroelettriche in cui si prevede la completa sostituzione dei gruppi turbina-alternatori esistenti, per conseguire un miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali, avranno diritto a certificati verdi per una quota dell'energia prodotta.

#### Sviluppo turbine

Le turbine idrauliche di piccole e medie dimensioni sono state studiate e innovate negli ultimi decenni per permettere una buona produzione idroelettrica anche in torrenti con alta variazione del flusso idrico stagionale. In questi casi vengono spesso utilizzate turbine idrauliche sommerse che con particolari sistemi informatizzati, possono adeguarsi elettronicamente alle diverse portate e velocità dell'asta fluviale ottenendo il massimo rendimento, senza compromettere le caratteristiche ambientali circostanti

#### Innovazione nei sistemi elettrici e di controllo

L'innovazione dei circuiti e dei componenti elettrici affiancato all'introduzione dell'elettronica per il controllo a distanza ha permesso di poter gestire le variazioni del flusso delle acque nelle centrali idroelettriche attraverso sistemi software. Il costo dell'informatizzazione dell'impianto idroelettrico è molto contenuto, e permette di programmare gli interventi di manutenzione in modo mirato intervenendo tempestivamente nel momento in cui si manifesta il problema.

#### Innovazione nelle opere civili e nei sottosistemi di servizio

La sostituzione delle canalizzazioni di cemento con tubi in materiale plastico (PVC) è risultato molto conveniente in tutti gli impianti mini idroelettrici, poiché ha permesso di contenere i costi di muratura e di posa in opera dell'intero impianto mantenendo uno standard di sicurezza elevato. Progressi sono stati registrati anche per i sottosistemi di servizio attraverso l'ausilio di telecamere a circuito chiuso, che oltre a garantire la sorveglianza della zona interdotta al pubblico, svolgono un'importante opera di monitoraggio per controllare la pulizia delle zone d'intercettazione dell'acqua a monte della centrale.

#### 8.2.4. *Impatto ambientale*

Lo sfruttamento delle acque superficiali per produrre energia elettrica può avvenire attraverso forme non del tutto sostenibili, come nel caso di grandi impianti idroelettrici a bacino: questi rispecchiano un modello di produzione energetica che ha portato benefici allo sviluppo economico del nostro Paese nei passati decenni, ma che è oggi difficilmente compatibile con i principi di sostenibilità ambientale e sociale. I grandi impianti, infatti, sono caratterizzati da una gestione centralizzata e controllata da pochi soggetti, enorme intensità energetica, straordinaria complessità del sistema con elevate ricadute sul piano ambientale.

La realizzazione di una diga per un impianto a bacino determina conseguenze significative sia a monte sia a valle dello sbarramento. A monte dello sbarramento la formazione di un invaso modifica il regime delle acque (da correnti a ferme), allungandone il tempo di ricambio con possibili ricadute sull'ecosistema. A valle dello sbarramento, e fino al punto in cui viene rilasciata l'acqua utilizzata dalla centrale, il corso d'acqua potrebbe andare in secca per alcuni periodi, con danni conseguenti alla deposizione, incubazione, crescita e transito dei pesci.

Per questo motivo la legge impone la sussistenza di una portata residua minima adeguata (deflusso minimo vitale) al fine di garantire all'ecosistema fluviale il naturale svolgimento di tutti i processi biologici e fisici.

Non deve essere trascurato inoltre l'inquinamento acustico proveniente da una centrale, dipendente prevalentemente dalle turbine e dagli eventuali meccanismi di moltiplicazione dei giri. Con il ricorso alle nuove tecnologie costruttive il rumore può essere ridotto fino a 70 dB(A)<sup>3</sup> all'interno della centrale e fino a livelli praticamente impercettibili all'esterno.

Anche l'impatto visivo può essere rilevante, in particolar modo nel caso di impianti in alta quota od inseriti in un centro urbano; in questi casi, e nel caso di grandi impianti a bacino, l'impatto visivo è evidente e difficilmente mascherabile; e si deve procedere necessariamente ad un'attenta valutazione del sito.

A fronte delle doverose attenzioni di cui si è detto va, d'altro canto, ribadito che questa tecnologia presenta l'indiscutibile vantaggio ambientale di non immettere nell'ecosfera sostanze inquinanti, polveri e calore, come invece accade nel caso di tecnologie che ricorrono a fonti fossili.

Le considerazioni ambientali sull'idroelettrico cambiano poi radicalmente se si fa riferimento agli impianti di piccola taglia, caratterizzati da modalità costruttive e organizzative sostanzialmente differenti, distribuiti sul territorio, gestiti in piccole comunità, integrati in un uso plurimo ed equilibrato della risorsa acqua. Gli impianti mini-idroelettrici, con la sistemazione idraulica che viene eseguita per la loro realizzazione, portano in molti casi, notevoli benefici al corso d'acqua, in particolare la regolazione delle piene sui corpi idrici a regime torrentizi – specie in aree montane ove esista degrado e dissesto del suolo – contribuendo efficacemente alla difesa e salvaguardia del territorio.

#### 8.2.5. *Costi*

L'idroelettrica è l'unica energia rinnovabile che fino ad oggi è riuscita a riserbarsi ed a mantenere un mercato significativo per un notevole periodo di tempo senza la necessità di ricorrere al supporto di meccanismi finanziari. Da molti anni l'energia idroelettrica è competitiva su basi sia tecniche che economiche con le forme convenzionali di produzione di energia elettrica.

La variabilità dei costi di investimento è una caratteristica sia dei grandi, sia dei piccoli impianti idroelettrici, in quanto è legata all'entità delle opere civili necessarie alla realizzazione dello sbarramento e delle opere di adduzione. Aggravi notevoli possono, inoltre, provenire dalla necessità di ridurre l'impatto visivo.

Per queste ragioni, il costo unitario di investimento può variare tra 1,5 e 2,5 migliaia di € per kW installato, con un periodo di ammortamento di 60 anni per le opere civili e di 30 anni per le opere elettromeccaniche. I costi operativi sono, in genere, compresi tra il 2% ed il 3% del costo di investimento, per un numero di ore equivalenti di produzione pari a circa 3700. Sotto queste ipotesi, il costo di produzione è compreso tra 4,5 ed 11 centesimi di € per kWh. Per impianti di piccola taglia il limite superiore può essere facilmente superato.

Conseguentemente, per rendere economicamente conveniente il costo unitario del kWh prodotto, è indispensabile ridurre al minimo le spese di conduzione e manutenzione ed assicurare la massima utilizzazione delle risorse idrauliche disponibili. I mezzi a disposizione per raggiungere tali scopi sono principalmente i seguenti:

- la realizzazione di impianti destinati a funzionare con esercizio automatico non presidiato (al fine di eliminare la necessità, ed il corrispondente costo, del personale di turno addetto alla conduzione degli impianti);
- la definizione attenta delle effettive e sufficienti condizioni funzionali da soddisfare senza rendere, con appesantimenti, troppo onerose operazioni del tutto occasionali;

---

<sup>3</sup> Decibel di tipo (A); unità di misura del livello di intensità sonora, pari al logaritmo in base dieci del rapporto tra intensità sonora in questione ed un'intensità di riferimento (convenzionalmente pari a 10-12 W/m<sup>2</sup>). Alcuni valori indicativi: 0 db(A) = soglia di udibilità, 40 db(A) = rumore in una biblioteca, 140 db(A) = soglia del dolore.

- la realizzazione della massima semplificazione degli schemi degli indispensabili automatismi, elettrici ed oleodinamici, al servizio dei gruppi, attuando una corretta progettazione coordinata degli impianti (per ridurre il numero dei componenti, facilitare la ricerca e l'eliminazione dei guasti, contribuendo ad aumentare l'affidabilità degli impianti);
- l'accurata scelta ed adozione di componenti di elevata affidabilità correttamente installati ed accuratamente messi a punto in ogni loro dettaglio prima di iniziare l'esercizio (per ridurre per quanto possibile gli interventi per il controllo e la manutenzione ed evitare possibili guasti con conseguente mancata produzione).

#### 8.2.6. Prospettive della mini idraulica in Italia

Le prospettive di sviluppo sono state confermate da uno studio condotto all'interno del programma comunitario Thermie<sup>4</sup>, che ha individuato il potenziale mini idraulico italiano.

Tabella 8.2.1 - Potenziale mini idroelettrico in Italia per Regione

Regioni	Numero di siti	Potenza kW	Energia GWh/anno
<b>Abruzzi</b>	34	620	24,74
<b>Basilicata</b>	3	4731	16,40
<b>Calabria</b>	46	10070	41,13
<b>Campania</b>	19	2888	12,20
<b>Emilia Romagna</b>	131	28393	110,75
<b>Friuli Venezia Giulia</b>	45	8328	39,08
<b>Lazio</b>	17	4433	21,38
<b>Liguria</b>	27	6049	22,01
<b>Lombardia</b>	84	15235	77,76
<b>Marche</b>	36	8659	32,59
<b>Molise</b>	7	3252	13,48
<b>Piemonte</b>	81	20887	88,75
<b>Sicilia</b>	4	202	0,78
<b>Toscana</b>	115	36975	146,58
<b>Trentino Alto. Adige.</b>	37	4360	19,85
<b>Umbria</b>	70	20125	83,48
<b>Valle D'Aosta</b>	113	230368	1061,16
<b>Veneto</b>	62	11324	61,56
<b>Totale</b>	<b>921</b>	<b>421694</b>	<b>1874,30</b>

Fonte: ETA, Programma Thermie 2000 "Mini-idraulica in Italia e Portogallo"; CE DG XVII

I dati forniti, sono interessanti e indicano che esisterebbero almeno 921 siti ritenuti convenienti (456 in aree urbane o suburbane) adatti all'installazione di nuove centraline idroelettriche o al recupero di impianti abbandonati per una producibilità totale di circa 1900 GWh/anno e una capacità installabile complessiva di 420 MW.

<sup>4</sup> vedi il rapporto "Mini-idraulica in Italia e Portogallo" pubblicato nel 1999 dall'ETA nell'ambito del Programma Thermie 2000 promosso dalla CE DG XVII.

In relazione ai siti individuati sono stati stimati i costi di realizzazione della centrale e i costi di esercizio, per arrivare ad una valutazione complessiva dei costi per kW installato e per kW/h generato.

Si tratta prevalentemente di impianti di micro e mini idraulica dal momento che, dei siti identificati, solo 31 impianti sono stati valutati con una capacità maggiore di 1000 kW (tralasciando 107 impianti presenti in Valle d'Aosta, molti dei quali di potenza considerevole). Esiste, quindi, un significativo potenziale, in particolare in Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Toscana, Emilia Romagna ed Umbria, tutte regioni ricche di risorse naturali. Nell'Italia meridionale la Calabria sembra essere la realtà con le condizioni più favorevoli. Rispetto alle sole aree urbane e suburbane, infine, la ricerca ha identificato 456 potenziali siti, in molti dei quali vi sono impianti idroelettrici abbandonati o in disuso. Attraverso il loro sfruttamento si potrebbe ottenere una produzione energetica di circa 500 GWh/anno, per una potenza stimata di circa 115 MW.

Tabella 8.2.2 - Costi di investimento e generazione di impianti mini idroelettrici in Italia

<b>Regioni</b>	<b>Investimento k€</b>	<b>Costi c€/kWh</b>
<b>Abruzzi</b>	6164	5,21
<b>Basilicata</b>	4020	4,40
<b>Calabria</b>	13080	5,90
<b>Campania</b>	3427	5,06
<b>Emilia Romagna</b>	31902	4,91
<b>Friuli Venezia Giulia</b>	10080	4,66
<b>Lazio</b>	5160	4,64
<b>Liguria</b>	6457	5,33
<b>Lombardia</b>	23155	4,91
<b>Marche</b>	9864	4,97
<b>Molise</b>	4000	4,51
<b>Piemonte</b>	24100	4,82
<b>Sicilia</b>	300	6,02
<b>Toscana</b>	44568	5,29
<b>Trentino Alto Adige</b>	6162	5,02
<b>Umbria</b>	24561	5,27
<b>Valle D'Aosta</b>	232000	4,50
<b>Veneto</b>	1706	4,75

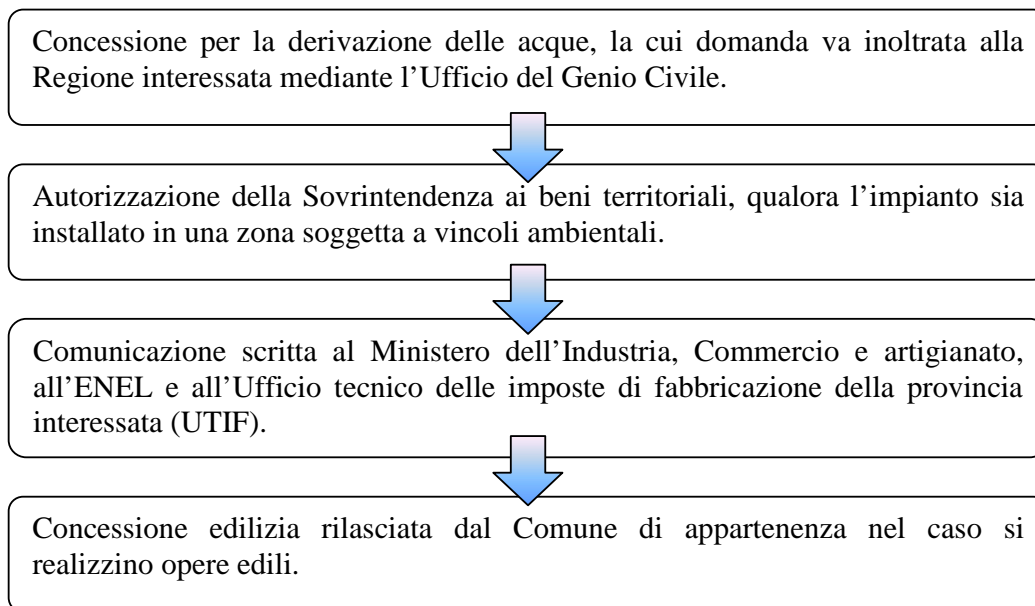
Fonte: ETA, Programma Thermie 2000

### 8.2.7. *Quadro legislativo e iter autorizzativo*

La legge 10 del 9 gennaio 1991 all'art. 3 considera l'energia idraulica una fonte energetica rinnovabile di pubblico interesse ed utilità. Gli impianti idroelettrici di autoproduzione tipici degli alpeggi in zone montane, con potenza installata inferiore ai 30 kW, dal 1995 sono esenti dall'imposta dell'energia elettrica grazie al decreto legislativo n. 504.

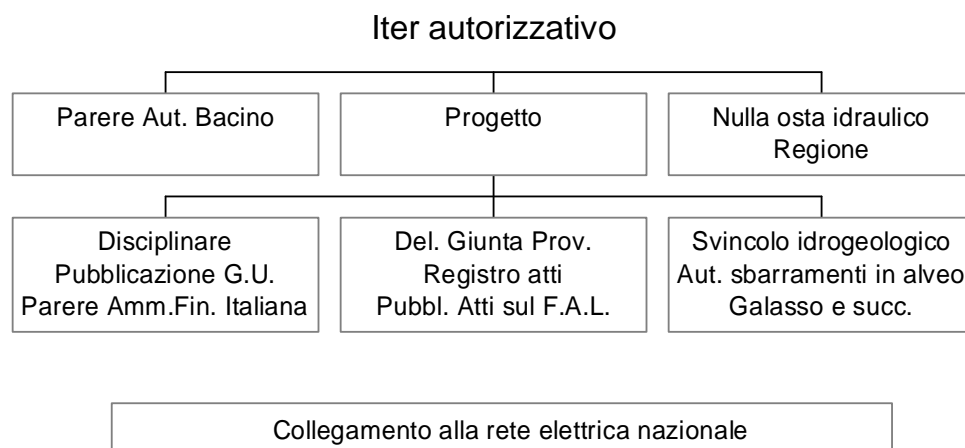
L'intento della defiscalizzazione è quello di favorire l'uso di questi impianti soprattutto nelle aree non raggiunte dalla rete, garantendo la disponibilità di energia elettrica alle popolazioni che vivono e lavorano in queste zone. Affinché l'intenzione del legislatore possa sortire un qualche effetto, parallelamente agli sgravi fiscali, si dovrebbe avviare una riforma dell'iter burocratico per l'utilizzo delle acque, oggi ancora lungo e costoso.

Figura 8.2.3 - Iter autorizzativo per un impianto di mini idraulica



Di seguito vengono riportate schematicamente le procedure da seguire e le concessioni necessarie per un impianto mini idraulico di autoproduzione in Piemonte.

Figura 8.2.4 - Iter autorizzativo per un impianto di mini idraulica nella Regione Piemonte



### 8.3. IMPIANTI GEOTERMICI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE

L'energia geotermica viene sfruttata a scopo commerciale da circa 70 anni. Il suo utilizzo è cresciuto rapidamente negli ultimi trent'anni, durante i quali la crescita annua della produzione elettrica da fonte geotermica si è attestata attorno al 9% e l'incremento dell'uso diretto del calore al 6%.

A livello globale ben 46 Paesi utilizzano l'energia geotermica in maniera significativa, generando un totale di 50 TWh/anno di energia elettrica e 37 TWh/anno di energia per usi diretti.

Per quanto concerne la generazione di energia elettrica da fonte geotermica, la produzione dei Paesi industrializzati equivale circa a quella dei Paesi in via di sviluppo, anche se, in quest'ultimi, tale produzione copre una quota percentuale maggiore del fabbisogno energetico nazionale.

In ambito europeo, nonostante l'uso diretto dell'energia geotermica sia abbastanza sviluppato, vi sono le condizioni per un ulteriore incremento dello sfruttamento di questa fonte energetica.

#### 8.3.1. Tecnologia e tipologie di sistema

La temperatura, all'interno del nostro pianeta, aumenta con la profondità secondo un gradiente geotermico di 3 °C ogni 100 metri, anche se esistono zone con gradienti geotermici anomali in cui il flusso di calore può essere maggiore (9-12 °C ogni 100 metri), se si tratta di anomalie positive.

Secondo le teorie più accreditate il calore terrestre sembra essere prevalentemente d'origine radiogenica, deriverebbe principalmente dal decadimento di alcuni isotopi radioattivi quali il torio 232, l'uranio 238 e 235 ed il potassio 40, abbondanti nella crosta terrestre e che hanno un tempo di decadimento dell'ordine dei  $10^8$ - $10^{10}$  anni.

In media il calore terrestre calcolato è pari a  $0,06 \text{ W/m}^2$ , e considerando tutta la superficie si ottiene un valore complessivo di 30.000 miliardi di watt; questa energia termica, per unità di tempo e di area, costituisce il flusso geotermico e viene espressa in HFU (Heat Flow Unit) ed è equivalente ad una microcaloria per centimetro quadro al secondo ( $1\text{HFU} = 1 \times 10^{-6} \text{ cal/cm}^2\text{s} = 42\text{mW/m}^2$ ); in un secondo la Terra disperde una microcaloria per centimetro quadro.

Il calore si propaga all'interno della crosta per conduzione o per convezione e con l'ausilio di un vettore fluido, quale l'acqua, tende a fluire verso la superficie. L'acqua calda, geotermica, può poi affiorare dando luogo a sorgenti calde e geysers, o restare nel sottosuolo, intrappolata in fratture e strati porosi e permeabili di roccia formando i cosiddetti serbatoi geotermici "reservoir".

Una volta localizzati i serbatoi, il fluido geotermico viene portato in superficie attraverso la realizzazione di pozzi profondi anche alcune migliaia di metri. L'acqua o il vapore che arrivano in superficie attraverso tali pozzi, vengono avviati agli impianti di produzione di energia elettrica, le centrali geotermiche, o sono impiegati per usi non-elettrici.

In base alla tipologia degli usi possono essere individuati alcuni settori:

- ad alta entalpia (>150 °C);
- a media entalpia (90 °C-150 °C);
- a bassa entalpia (< 90 °C).

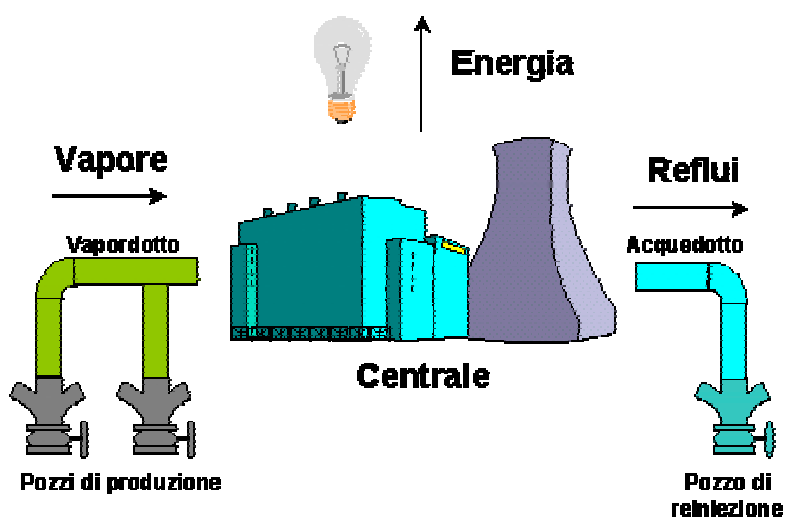
Con riferimento ai fluidi erogati in superficie i sistemi geotermici si dividono in diverse classi:

- Sistemi a vapore secco o "a vapore dominante", costituiti da vapore secco che si trova a pressioni e temperature elevate accompagnato da altri gas o sostanze solubili. Il vapore può essere utilizzato direttamente per la produzione di energia elettrica convogliandolo ad una turbina. Nel mondo sono noti pochi sistemi di questo tipo: Italia (Larderello), California (The Geysers), Giappone e Nuovo Messico.

- Sistemi a vapore umido o “*ad acqua dominante*”: costituito da acqua calda a temperatura superiore al suo punto di ebollizione e ad alta pressione, nel momento in cui viene ridotta la pressione nella colonna del pozzo l’acqua vaporizza ed arriva in superficie sotto forma di una miscela composta di acqua e vapore. Il vapore può essere utilizzato per la produzione di energia elettrica. La temperatura in questo tipo di sistema è compresa tra 180 e 370° C. Questi sistemi sono più abbondanti del tipo precedente.
- *Sistemi ad acqua calda*: contengono acqua a temperatura inferiore ai 100° C (50-82° C) utilizzabile soprattutto per usi diretti (riscaldamento delle abitazioni, delle serre, impianti industriali).
- *Sistemi in rocce calde secche (HDR)*: sono sistemi formati con la creazione artificiale di un serbatoio geotermico. Nel serbatoio viene iniettata, tramite un pozzo, dell’acqua fredda che, una volta scaldatasi grazie all’elevato calore delle rocce, è fatta risalire in superficie per la sua utilizzazione. Questi sistemi sono in fase di sperimentazione avanzata.
- *Sistemi magmatici*: sono sistemi artificiali che mirano a sfruttare il calore diretto di un magma per riscaldare un fluido di lavoro. Sono al primo stadio di sperimentazione.
- *Sistemi geopressurizzati*: tale nome deriva dal fatto che l’acqua, a temperatura elevata (200 °C), si trova imprigionata in serbatoi sottoposti ad una pressione superiore a quella idrostatica. Possono produrre energia geotermica, meccanica, chimica. Ancora non si è provveduto ad uno sfruttamento di tali sistemi.

L’energia geotermica a bassa entalpia può essere utilizzata quasi ovunque grazie a pompe di calore, “ground source” dotate di sonde geotermiche. Si tratta di scambiatori di calore utilizzati direttamente nel pozzo, con circolazione di acqua dolce o di fluido basso-bollente nel secondario. Queste pompe sfruttano il terreno sia quale fonte di calore, che come dissipatore, nel caso in cui venga richiesto un raffreddamento. Usando risorse geotermiche con temperatura compresa tra i 4 °C e i 38 °C, la pompa di calore è, quindi, in grado di trasferire il calore dal suolo alle utenze durante il periodo invernale e viceversa nel corso dei mesi estivi.

Figura 8.3.1 - Schema di una centrale geotermica.

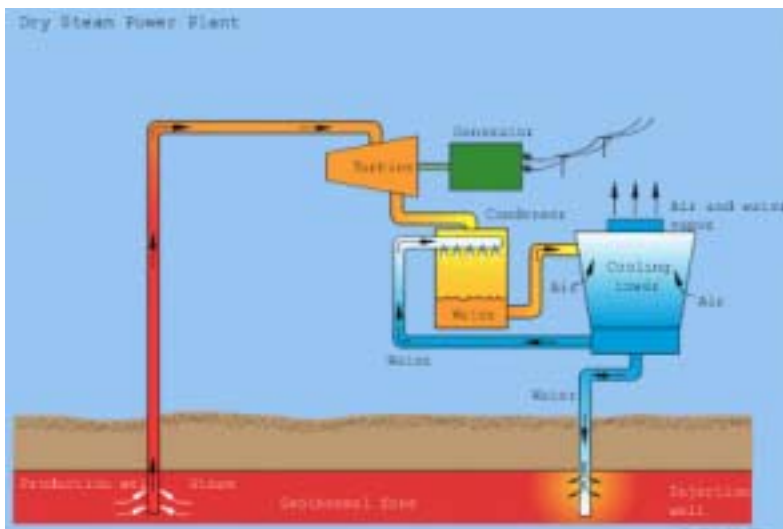




### Impianti a vapore secco

Gli impianti che utilizzano i sistemi a vapore secco sono stati i primi ad essere utilizzati per la generazione di energia elettrica. Essi usano il vapore proveniente dai serbatoi geotermici collegati direttamente ai pozzi e lo indirizzano verso le unità turbina-generatore per la produzione di energia elettrica. Un esempio di questa tipologia di impianto è dato dal campo geotermico “The Geysers”, che si trova a circa 140 km a nord di San Francisco in California.

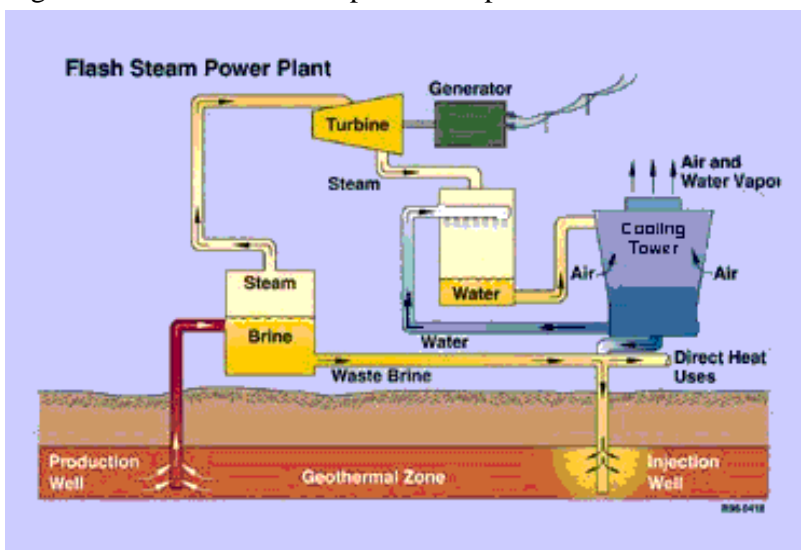
Figura 8.3.2 - Schema di impianto a vapore secco



### Impianti a vapore “flash” o a separazione

Questa tipologia impiantistica è oggi la più diffusa nell’ambito della produzione di energia elettrica da fonte geotermica. Questi sistemi utilizzano acqua a temperatura compresa tra i 180 °C ed i 370 °C estratta da campi ad “acqua dominante”, che viene pompata ad alta pressione verso gli organi di generazione elettrica situati in superficie. A questo punto l’acqua diminuisce in modo repentino la sua pressione, permettendo la separazione o “conversione flash” di una sua frazione in vapore. Quest’ultimo è in seguito utilizzato nelle turbine per lo sviluppo di energia elettrica. L’acqua calda rimasta allo stato liquido e quella condensata a partire dal vapore vengono generalmente inviate ai pozzi di reiniezione.

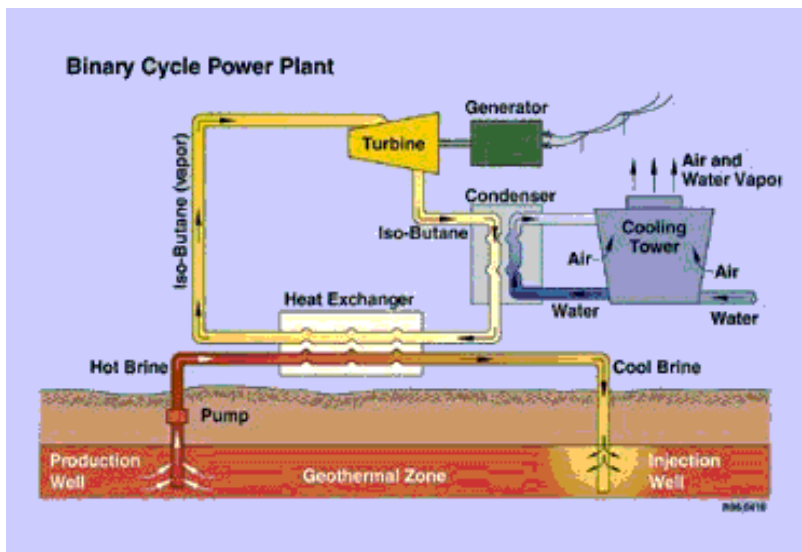
Figura 8.3.3 - Schema di impianto a vapore “flash”



### Impianti a ciclo binario

Gli impianti a ciclo binario differiscono dalle tipologie sopra descritte in quanto l'acqua o il vapore proveniente dai serbatoi non entra mai in contatto con le turbine. Nel sistema binario, infatti, il fluido geotermico viene utilizzato per scaldare un altro fluido di lavoro, che è vaporizzato e sfruttato per azionare i gruppi turbina-generatore. I due fluidi sono, quindi, confinati in sistemi di circolazione distinti ("circuiti chiusi") e non vengono mai a contatto tra loro. Il vantaggio di un impianto a ciclo binario risiede nella possibilità di utilizzare fluidi a medio-bassa entalpia (100 °C-150 °C) o caratterizzati da elevata salinità e da non lasciare vaporizzare perché incrostanti, grazie all'utilizzo di fluidi aventi punto di ebollizione inferiore rispetto all'acqua (ad esempio l'isopentano). Tali impianti non hanno emissioni di gas inquinanti.

Figura 8.3.4 - Schema di impianto a ciclo binario



Oltre alla generazione di energia elettrica, il calore geotermico è impiegato in applicazioni dirette, che assicurano un risparmio energetico sfruttando acqua a temperature comprese tra i 20 °C e i 150 °C. Accanto alle cure termali, l'acqua calda geotermica viene sfruttata per riscaldare le serre per la floricoltura e l'orticoltura o le vasche per l'itticoltura, per pastorizzare il latte, per lavare la lana e per essiccare prodotti vegetali o legname.

Un altro uso abbastanza diffuso è rappresentato dal riscaldamento di edifici, sia privati sia pubblici, o di interi quartieri. Lo schema di questo tipo di applicazione è simile a quello delle centrali a ciclo binario, in questo caso, però, il liquido secondario è acqua pulita di città che scorre in tubazioni che si diramano fino agli edifici da riscaldare.

Il primo esempio di questo genere fu avviato a Boise in Idaho (USA), ma l'impianto più grande è oggi quello di Reykjavik in Islanda. In Italia significativi impianti di teleriscaldamento sono quelli di Ferrara (12 MW<sub>t</sub>) e di Vicenza (5 MW<sub>t</sub>) per la bassa entalpia, e quelli di Larderello (24,1 MW<sub>t</sub>) e di Castel Nuovo Val di Cecina (5,3 MW<sub>t</sub>) per l'alta entalpia.

Lo stesso sistema, basato su tubi d'acqua calda interrati, può essere utilizzato al fine di mantenere sgombre dalla neve strade e scalinate o per far crescere ortaggi e piante senza l'esigenza delle serre. Infine, è da menzionare l'impiego nei sistemi a pompa di calore, che producono caldo in inverno e fresco in estate, consumando quantitativi modesti di energia elettrica e sfruttando la temperatura di una falda acquifera o del terreno.

### 8.3.2. La situazione a livello mondiale

Nel 2003 la potenza installata a livello mondiale<sup>1</sup> per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica è stata calcolata corrispondere a oltre 8300 MWe, con una crescita annuale media di circa 3%. Seguendo tale andamento nell'arco di 24 anni si potrebbe avere un raddoppio della capacità e, conseguentemente, un significativo impatto sull'economia.

I maggiori produttori di energia da fonte geotermica sono gli Stati Uniti (oltre 2000 MWe installati), le Filippine (2000 MWe), il Messico, l'Italia, l'Indonesia (con oltre 700 MWe ciascuno), il Giappone (con oltre 700 MWe), la Nuova Zelanda (440 MWe), l'Islanda, la Costa Rica (entrambe con oltre 150 MWe) ed infine El Salvador ed il Kenya (con oltre 100 MWe). Tra i Paesi che hanno intrapreso una politica di investimento nel geotermico si può ricordare il Nicaragua, la Russia, il Guatemala, la Cina, la Turchia, il Portogallo e l'Etiopia.

Per quanto riguarda l'uso diretto, cioè l'utilizzo non-elettrico della risorsa geotermica, all'inizio del 2003 la capacità installata ammontava ad oltre 16.000 MW<sub>t</sub>, dei quali 7000 MW<sub>t</sub> sono rappresentati da pompe di calore (di cui 5000 MW<sub>t</sub> solo negli Stati Uniti). Il tasso di crescita annuo è pari al 5% e questo dovrebbe portare ad un raddoppio della capacità installata nell'arco di 14 anni, permettendo altresì una minor dipendenza dai cicli economici in atto.

Tabella 8.3.1. - Installato geotermoelettrico nel mondo al 2000

Paese	MWe	GWh/anno	% di energia nazionale
<b>Australia</b>	0,17	0,90	-
<b>Cina</b>	29,17	100,00	-
<b>Costa Rica</b>	142,50	592,00	10,21
<b>El Salvador</b>	161	800,00	20
<b>Etiopia</b>	8,52	30,05	1,85
<b>Francia*</b>	4,2	24,60	2
<b>Guatemala</b>	33,4	215,90	3,69
<b>Islanda</b>	170	1138,00	14,73
<b>Indonesia</b>	589,5	4575,00	5,12
<b>Italia</b>	785	4403,00	1,68
<b>Giappone</b>	546,9	3532,00	0,36
<b>Kenya</b>	45	366,47	8,41
<b>Messico</b>	755	5681,00	3,16
<b>Nuova Zelanda</b>	437	2268,00	6,08
<b>Nicaragua</b>	70	583,00	17,22
<b>Filippine</b>	1909	9181,00	21,52
<b>Portogallo</b>	16	94,00	-
<b>Russia</b>	23	85,00	0,01
<b>Tailandia</b>	0,3	1,80	-
<b>Turchia</b>	20,4	119,73	-
<b>USA</b>	2228	15470,00	0,4
<b>Totale</b>	<b>6599</b>	<b>48502</b>	

Fonte: "The status of world geothermal power generation 1995-2000" Hutterer – Geothermics 30 (2001)

\* Si riferisce all'energia generata in Guadalupe

<sup>1</sup>2003, GeothermEx, Inc.

### 8.3.3. L'energia geotermica in Europa

La crisi petrolifera dei primi anni 70 portò in Europa un'ondata di entusiasmo per il riscaldamento domestico realizzato grazie al pompaggio di acqua geotermica proveniente da vasti bacini naturali, quali quello di Parigi. Successivamente, il significativo ribasso dei prezzi del petrolio avvenuto nel 1986 rese economicamente meno convenienti gli impianti di riscaldamento ad acqua geotermica e l'entusiasmo per tale fonte energetica andò diminuendo.

Attualmente il più vasto distretto che si avvale del riscaldamento da fonte geotermica è ubicato in Islanda, mentre le serre geotermiche più estese si trovano in Ungheria; infatti l'uso diretto della fonte geotermica è particolarmente sviluppato nei Paesi extra-europei. La produzione europea annua è superiore ai 4 TWh.

Un particolare sviluppo dell'utilizzo della fonte geotermica a bassa temperatura per sistemi di riscaldamento e/o raffreddamento è stato determinato attraverso il ricorso a speciali pompe di calore. L'utilizzo di queste pompe di calore in Svizzera ha prodotto nel 1995 ben 228 GWh.

Tabella 8.3.2 - Generazione elettrica ed uso diretto dell'energia geotermica al 1997

Paesi	MWe	GWh/anno	MWt	GWh/anno
<b>Paesi UE</b>	754	3,832	1,031	3,719
<b>Austria</b>			21,1	84
<b>Belgio</b>			3,9	19
<b>Danimarca</b>			3,2	15
<b>Finlandia</b>			0,1	0,5
<b>Francia</b>	4,2	24	309	1359
<b>Germania</b>			307	806
<b>Grecia</b>			22,6	37,3
<b>Irlanda</b>			0,7	1
<b>Italia</b>	742	3762	314	1026
<b>Portogallo</b>	8	46	0,8	4,6
<b>Svezia</b>			47	351
<b>Regno Unito</b>			2	15,4
<b>Altri Paesi europei</b>	112	471	3,614	14,8
<b>Bosnia ed Erzegovina</b>			33	230
<b>Bulgaria</b>			94,5	346
<b>Croazia</b>			11	50
<b>Repubblica Ceca</b>			2	15,4
<b>Georgia</b>			245	1000
<b>Islanda</b>	80	375	1443	5878
<b>Israele</b>			42	332
<b>Ungheria</b>			750	3286
<b>Macedonia</b>			75	151
<b>Polonia</b>			44	144
<b>Romania</b>			137	528
<b>Russia</b>	11	25	210	673
<b>Serbia</b>			86	670
<b>Slovacchia</b>			75	375
<b>Slovenia</b>			37	217
<b>Svizzera</b>			190	265
<b>Turchia</b>	21	71	160	800
<b>Ucraina</b>			12	60
<b>Totale Europa</b>	<b>1732</b>	<b>4778</b>	<b>4682</b>	<b>18758</b>

Fonte: "Assessments and Prospects for Geothermal Energy in Europe Framework" - Maggio 1998, Strasburgo

Considerando che la popolazione svizzera ammonta a circa 7 milioni di abitanti, se tale tecnologia fosse utilizzata in maniera analoga da altri Paesi europei, come quelli a nord delle Alpi e ad ovest degli Urali (350 milioni di persone), la produzione geotermica annua sarebbe pari a 11.400 GWh. Questo valore è confrontabile con l'energia totale sfruttata dall'applicazione diretta della fonte geotermica in Europa, che è pari a 20.275 GWh/anno.

Assumendo, quindi, un tasso di crescita del 10% durante i prossimi 20 anni, l'uso delle pompe di calore su suolo europeo potrebbe aggirarsi attorno ai 77 TWh/anno entro il 2020; questa quantità diverrebbe, in tal modo, comparabile con l'energia geotermica totale a livello mondiale, pari a circa 80 TWh/anno.

#### 8.3.4. *L'impianto italiano di Larderello*

Nel 1904 il principe Piero Ginori Conti riuscì per la prima volta a trasformare la forza del vapore in energia elettrica, attraverso un esperimento con il quale furono accese 5 lampadine, mentre l'anno successivo venne fornita energia elettrica per l'illuminazione della fabbrica e del paese di Larderello.

Nel 1913 entrò in esercizio la prima centrale geotermica del mondo costituita da un gruppo turbina-alternatore da 250 kW<sub>e</sub> di potenza alimentato da vapore puro, e nel marzo del 1931 un sondaggio riuscì a raggiungere la roccia serbatoio erogando circa 220 tonnellate/ora di vapore. Il soffione costituì un fenomeno grandioso e la quantità di fluido ad alta pressione ed alta temperatura scaturita determinò una svolta nelle attività di produzione di energia elettrica.

Nel 1937 furono costruite le prime torri di raffreddamento in cemento armato, che sostituirono quelle di legno e che tuttora caratterizzano il paesaggio locale.

Nel 1943 la potenza delle centrali di Larderello risultava di 132 MWe, con una produzione annua di oltre 900 milioni di kWh.

Nel 1950, dopo la ricostruzione degli impianti distrutti durante la seconda guerra mondiale, venne inaugurata la più moderna e potente centrale a livello mondiale nel campo degli impianti geotermoelettrici e nel 1959 la potenzialità complessiva raggiunse i 300 MW con una produzione di oltre 2 miliardi di kWh.

Nel 1971, a Travale, si reperì un soffione di immensa potenza e nel 1985 fu installato il primo gruppo unificato da 20 MW, mentre nel 1991 entrò in servizio il primo gruppo da 60 MW, la centrale di Valle Secolo, prima realizzazione del progetto di rinnovamento di Larderello.

Ad oggi sono stati prodotti dalla fonte geotermica oltre 100 miliardi di kWh, di cui i tre quarti dalla costituzione dell'ENEL e la potenza efficiente ha raggiunto oltre 700 MW, valore che fa dell'Italia il quarto paese nel mondo per la produzione geotermoelettrica.

#### 8.3.5. *Il ruolo della geotermia in Islanda*

L'Islanda, situata a cavallo della cresta atlantica, si trova, dal punto di vista geotermico, in una posizione alquanto favorevole.

Tabella 8.3.3 - Consumo di energia primaria in Islanda nel 1997

Energia primaria	PJ	tep x 1000	%
Da fonte idroelettrica	18,7	447	17,6
Da fonte geotermica	51,2	1223	48,1
Da petrolio	33,9	818	31,9
Da carbone	2,6	62	2,4
<b>Totale</b>	<b>106,4</b>	<b>2550</b>	<b>100</b>

Fonte: "Assessments and Prospects for Geothermal Energy in Europe Framework", maggio 1998, Strasburgo

Dalla tabella 8.3.3 si può notare come circa la metà dell'energia consumata nel paese provenga da fonte geotermica e approssimativamente 2/3 dell'energia utilizzata provenga da fonti rinnovabili. In Islanda l'energia geotermica viene utilizzata principalmente per un impiego diretto, mentre l'energia elettrica è principalmente ottenuta da fonte idroelettrica.

La ragione principale che ha portato il paese a sfruttare la fonte geotermica è data dal minor costo, in ambito di riscaldamento domestico, rispetto ad altre fonti energetiche. In media i costi sono inferiori rispetto all'uso di combustibili fossili di circa 20-30%; i prezzi tipici per le utenze finali si aggirano, infatti, attorno ai 10-15 €/MWh.

Il costo della generazione elettrica geotermica è vantaggiosa anche se comparata agli altri Stati europei. L'ordinario prezzo dell'energia elettrica da fonte geotermica in Islanda è pari a circa 25 €/MWh, mentre la media negli altri Paesi europei è di 35-40 €/MWh. Da ciò si è stimato un risparmio da parte dell'economia islandese intorno ai 100 milioni di € l'anno. Questa cifra corrisponde approssimativamente al 7% del budget governativo. È ovvio, quindi, come l'energia geotermica abbia un'importante influenza sulle condizioni di vita della popolazione islandese.

#### 8.3.6. *Impatto ambientale della tecnologia*

Diversi sono gli impatti ambientali associati all'utilizzo dell'energia geotermica, così come varie sono le soluzioni per prevenirli e minimizzarli al fine di un corretto inserimento nel paesaggio e nelle realtà locali.

In primo luogo, la scelta ottimale del sito dove effettuare le perforazioni dei pozzi e dove posizionare gli impianti di produzione. Il rumore prodotto sia dalle perforazioni sia dai macchinari può essere ridotto adottando sistemi di isolamento acustico.

Il fenomeno della subsidenza e dello smaltimento dei reflui viene risolto con l'utilizzo di pozzi di reiniezione, cosa che riduce anche di molto l'errato sfruttamento ed il depauperamento della risorsa.

La microsismicità causata dall'iniezione di fanghi e reflui nei pozzi di cui sopra può essere tenuta sotto controllo con una rete sismica specifica.

L'inquinamento delle acque del sottosuolo può essere evitato confinando gli strati contenenti gli acquiferi.

Per quel che concerne le emissioni degli impianti geotermoelettrici, esse sono riconducibili alla componente in fase vapore rilasciata in atmosfera dalle torri di raffreddamento, essendo i condensati regolarmente reiniettati in profondità ed i fanghi e le incrostazioni raccolti e smaltiti in idonee discariche. Si tratta per lo più di H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub> (acido borico), Hg (mercurio). Le ricerche si sono concentrate soprattutto per ridurre quanto più possibile l'H<sub>2</sub>S, costituente principale delle emissioni in questione, e nel 2002 è entrato in funzione il primo impianto AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato) sviluppato da ENEL Green Power.

In questo sistema l'abbattimento dell'H<sub>2</sub>S è ottenuto con ossidazione catalitica dell'acido solfidrico a SO<sub>2</sub> che viene poi assorbita dall'acqua del circuito di raffreddamento ed abbattuta tramite processi che avvengono naturalmente grazie alle caratteristiche chimiche delle acque geotermiche.

Il mercurio è, invece, abbattuto mediante adsorbimento su carboni attivi; questo sistema permette di abbattere fino al 95% del Hg presente.

### 8.3.7. *Prospettive del settore*

Vi è un significativo potenziale di espansione dell'utilizzo della geotermia sia nel campo della generazione elettrica, sia delle applicazioni in ambito di uso a livello industriale del calore. In particolare per l'Italia si stima che al 2010 si possa aumentare la capacità installata del 25% passando da una potenza di 850 MWe a 1.100 MWe, mentre per gli usi diretti si stima un potenziale maggiore con un incremento del 60%, si passerebbe dagli attuali 240.000 tep/anno a 400.000 tep/anno.

Dal 1973 al 1995 l'investimento totale nel geotermico è stato di circa 22 miliardi di dollari e il settore industriale sta continuando a crescere con un incremento annuo del 16% per quanto riguarda la generazione di energia elettrica e del 6% per gli usi diretti. Attualmente Costa Rica, El Salvador, Kenya e Nicaragua producono dal 10% al 20% della loro energia elettrica da fonti geotermiche, mentre le Filippine ne generano ben il 22% ed hanno pianificato di aggiungere, durante il periodo compreso tra il 1999 ed il 2008, altri 580 MW alla loro produzione.

Si nota, quindi, come molti campi si trovino in Paesi in via di sviluppo e, in tal caso, la risorsa geotermica può essere considerata anche un'eccellente opportunità di crescita economica. Se le tendenze odierne continueranno a seguire un andamento crescente, si è ipotizzato un incremento di ben 58.000 MW entro il 2020. Anche il mercato delle pompe di calore è in netta crescita; negli Stati Uniti, per esempio, sono operativi più di 300.000 sistemi sia per uso domestico sia industriale e, grazie all'uso di incentivi ad hoc, la produzione annua potrebbe raggiungere nel 2005 quota 400.000.

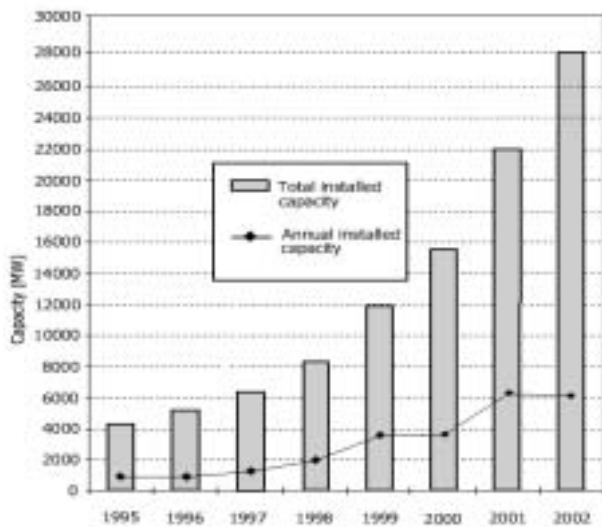
Un considerevole interesse è riposto nello sviluppo della tecnologia di produzione di energia elettrica denominata "hot dry rock". In questo processo l'acqua viene iniettata nel pozzo geotermico e successivamente il vapore formatosi viene utilizzato per azionare i gruppi turbina-generatore. Questo procedimento, tuttavia, è in fase sperimentale e non è ancora pronto per la commercializzazione. Oltre a ciò, gli esperti di molti Paesi, tra cui Stati Uniti, Giappone, Gran Bretagna, Francia, Germania, Belgio e Italia, stanno studiando la possibilità di perforare pozzi in zone dove non ci sono serbatoi ed iniettarvi acqua per farla scaldare in profondità dal calore della Terra, farla risalire da altri pozzi ed infine utilizzarla come fluido energetico.

## 8.4. IMPIANTI EOLICI

### 8.4.1. Situazione italiana nel contesto internazionale

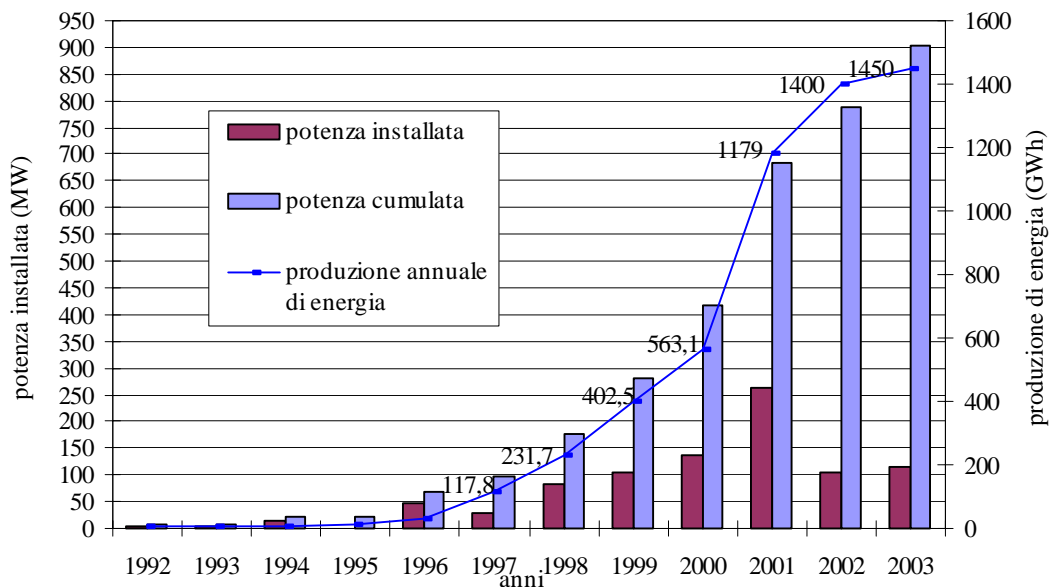
L'energia eolica, con circa il 30% di incremento annuale di capacità installata negli ultimi cinque anni, a livello mondiale, costituisce la fonte di energia con il più elevato *trend* di crescita: sono oltre 60.000 le turbine installate e l'industria eolica conta oltre 120.000 addetti. Nelle figure e tabelle sono sintetizzati i dati relativi alla potenza degli impianti eolici installati in Italia e nel mondo.

Figura 8.4.1 - Potenza installata e cumulata dal 1995 al 2002 nei Paesi membri dell'IEA (MW)



Fonte: IEA

Figura 8.4.2 - Andamento annuale delle installazioni eoliche e dell'energia generata in Italia



Fonte: ENEA



Tabella 8.4.1 - Potenze installate nel mondo (2001- 1° semestre 2003)

Paese	Potenza cumulata alla fine del 2001 (MW)	Potenza cumulata alla fine del 2002 (MW)	Potenza cumulata a ottobre 2003 (MW)
Australia	73	103	267
Canada	214	232	317
Danimarca	2.556	2.889	3.094
Finlandia	39	41	52
Germania	8.754	12.001	14.000
Grecia	298	354	354
Irlanda	125,7	138,3	150
Italia	682	788	820
Giappone	250	334	401
Messico	2,2	1,7	5
Olanda	483	685	900
Nuova Zelanda	35,4	35,4	37
Norvegia	17	97	100
Spagna	3.360	4.635	5.780
Svezia	267,5	308	390
Svizzera	4,5	5,4	5
Regno Unito	464	552	648
Stati Uniti	4.260	4.685	6.336
Portogallo	127	171	217
Francia	85	147	231
Austria	95	115	267
Turchia	19	19	19
Egitto	69	69	69
Marocco	54	54	54
India	1.507	1.702	1.900
Cina	401	468	468
Costarica	71	71	71
Resto del mondo	229	n.d.	109
<b>Totale</b>	<b>24.542</b>	<b>30.701</b>	<b>37.061</b>

Fonte: "Wind Power Monthly"

La situazione attuale in Italia, dopo gli ottimi risultati conseguiti nel periodo 1996-2001, è piuttosto incerta e controversa. Nel 2002, a fronte di circa 250 MW di centrali eoliche realizzate e messe in esercizio nell'anno precedente, si sono avute installazioni per poco più di 100 MW, portando la potenza eolica totale nel nostro paese alla fine dell'anno a 788 MW. Anche nel 2003 le installazioni si sono susseguite ad un ritmo inferiore a quello auspicato e una certa ripresa si è cominciata ad avvertire solo a partire dal secondo semestre raggiungendo 900 MW alla fine dell'anno.

Tabella 8.4.2 - Distribuzione della potenza eolica nelle regioni d'Italia a dicembre 2003 (MW)

Trentino Alto Adige	1,2	Molise	35
Liguria	3,1	Campania	264
Emilia-Romagna	3,5	Puglia	221
Umbria	1,5	Basilicata	76
Toscana	1,8	Sicilia	61
Lazio	4,8	Sardegna	122
Abruzzo	108	<b>Totale Italia</b>	<b>903</b>

Fonte: ENEA

Le motivazioni di tale preoccupante inversione di tendenza in questo settore sono da ascrivere oltre che alle note difficoltà di “bancabilità” di tutti quei progetti di impianti che utilizzano fonti rinnovabili e che necessitano di investimenti cospicui – acuite in questo momento dal passaggio al nuovo sistema incentivante e dal ritardato avvio della borsa elettrica – a difficoltà specifiche di accettabilità di questa tecnologia emerse in alcune aree del paese da parte di alcuni gruppi di opinione, che hanno influenzato negativamente in sede locale l’iter, già di per sé lungo e accidentato, necessario alla realizzazione di un intervento sul territorio.

A fronte di questa situazione permane una forte aspettativa legata alla produzione di energia elettrica da fonte eolica che, potenzialmente, potrebbe coprire una percentuale significativa del fabbisogno energetico di molte regioni, soprattutto dell’Italia centro-meridionale. Alcune Regioni, consapevoli di queste opportunità hanno inserito nei loro piani energetici, obiettivi specifici di produzione di energia da tale fonte.

Alla definizione di programmi di diffusione di tale tecnologia potrà contribuire in modo significativo l’Atlante Eolico dell’Italia messo a punto dal CESI nell’ambito del Programma Ricerca di Sistema<sup>1</sup> per cui si rimanda al paragrafo 8.4.9.

#### 8.4.2. *Tecnologia e tipologie di impianto*

L’energia eolica deriva dall’esperienza di progettazione, realizzazione, sperimentazione e dimostrazione dei primi prototipi installati a partire dalla fine degli anni 70.

Le odierne turbine eoliche sono realizzate con tecnologia avanzata, sono modulari e si collocano nel sito in tempi molto brevi. La potenza degli aerogeneratori varia da alcuni Watt (microgeneratori) a 4.500 kW (un prototipo già operativo e altri due installati in Germania); con dimensioni dei rotori delle turbine comprese tra 1 e 112 metri.

Sono considerati di piccola taglia gli aerogeneratori di potenza fino a 100 kW; di grande taglia quelli di potenza superiore a 1000 kW; di media taglia quelli di potenza intermedia, anche se tale suddivisione deve intendersi soggettiva ed è strettamente correlata allo sviluppo della tecnologia.

Gli attuali aerogeneratori che pure possono essere oggi ritenuti tecnologicamente maturi, soprattutto se comparati con altri sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili, sono oggetto di un costante processo di ricerca e sviluppo che ha come obiettivo il miglioramento dell’affidabilità, la riduzione dei costi e una maggiore compatibilità ambientale. I principali risultati dell’evoluzione tecnologica in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi (di un fattore superiore a 4 negli ultimi 25 anni) e la simultanea crescita della potenza unitaria.

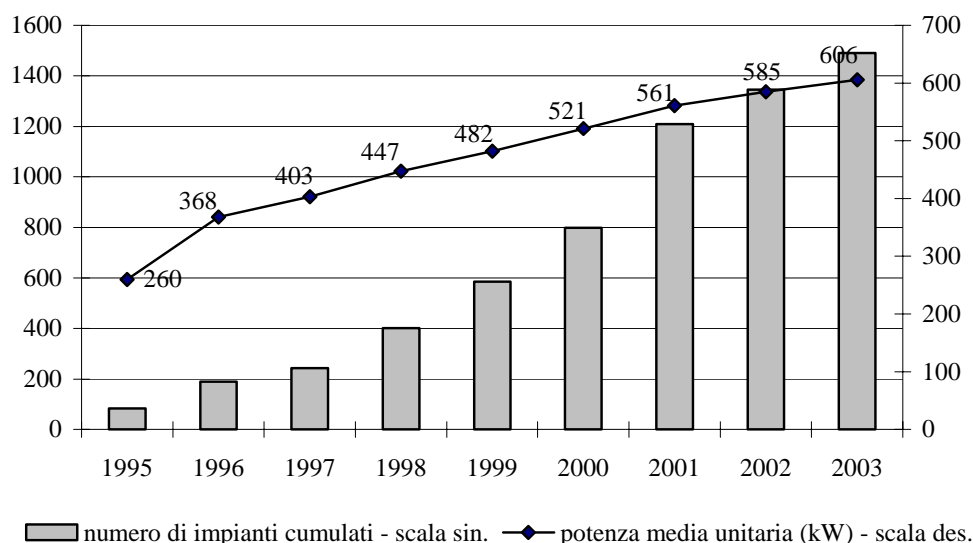
Anche in Italia questa evoluzione è stata significativa: infatti si è passati dall’installazione di macchine di produzione nazionale di potenza tra 200 e 350 kW a quella di aerogeneratori di 500 e 850 kW prodotti in Danimarca, in Germania e in Italia (con tecnologia danese),.

A partire dall’agosto 2002 si è avviata l’installazione di macchine di grande taglia; in particolare, in Sardegna sono già state installate 7 macchine di produzione danese da 1,75 MW, mentre in Campania e di nuovo in Sardegna, sono in corso di completamento centrali eoliche con aerogeneratori di potenza pari a 1 MW (di produzione tedesca) e 2 MW (di produzione spagnola). In figura 8.4.3 sono rappresentati il numero cumulato degli impianti e la potenza media del parco eolico, in continua crescita dal 1995 al 2003.

---

<sup>1</sup> Il decreto legislativo n. 79 del 16/3/1999 ha stabilito che gli oneri per le attività di ricerca del sistema elettrico devono essere inclusi tra gli oneri generali del sistema. Il 26/1/2000 il Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato ha istituito il Fondo per il finanziamento delle Ricerche finalizzate alla innovazione tecnica e tecnologica del Sistema Elettrico nazionale. Il Fondo viene alimentato tramite l’evidenziazione di una componente della tariffa di fornitura dell’energia elettrica all’utenza finale, il cui ammontare viene determinato ogni anno dall’AEEG per un massimo di circa 0,05 €/cent/kWh. Per gli anni 2000-2001 le risorse del fondo per la Ricerca di Sistema sono state assegnate al CESI, Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano SpA.

Figura 8.4.3 - Aerogeneratori installati in Italia: numero e potenza media (1995-2003)



Fonte: ENEA

Le macchine di piccola taglia sono generalmente a servizio di un'utenza isolata. Per le macchine di media e grande taglia, invece, l'applicazione tipica è nelle centrali eoliche dove sono installate in gruppi (cluster) in genere collegati alla rete di potenza o ad una rete locale cui sono connessi anche sistemi diesel. Il tipo di aerogeneratore oggi più diffuso è quello di media taglia (500-900 kW) in grado di soddisfare, in condizioni di vento ottimali, il fabbisogno di 500 famiglie.

L'altezza della torre è di circa 50 metri con un rotore di 1, 2 o 3 pale la cui lunghezza è compresa tra 20 e 25 metri ma, come si è visto in figura 8.4.3, la taglia media delle macchine installate è in continua crescita.

L'energia prodotta (vedi Box – Potenza di un aerogeneratore) dipende dall'intensità del vento. Per l'avviamento della macchina è necessario che la velocità raggiunga una soglia minima di inserimento (tipica di ciascuna macchina, ma prossima a 3 m/s). La velocità del vento definita come "nominale" (12-15 m/s) è quella in grado di far erogare alla macchina la potenza di progetto. Nel caso di elevate velocità del vento (>25 m/s) l'aerogeneratore è posto fuori servizio per motivi di sicurezza. Nel seguito vengono descritte le principali tipologie di sistema.

### Centrali eoliche

È la tipologia che fornisce alla rete nazionale il contributo più significativo in termini di energia elettrica prodotta; è anche quella che si è più sviluppata sul piano tecnologico e per la quale si sono determinati i maggiori successi di penetrazione nel mercato. La potenza dei singoli aerogeneratori è molto variabile, ma generalmente non inferiore a 600 kW. In Italia attualmente si stanno affermando i modelli di 850 kW mentre a livello mondiale la taglia media è tra 1 e 2 MW.

Anche la potenza complessiva di una centrale eolica è funzione di vari parametri, con valori massimi che in Italia si aggirano sui 30 MW mentre nel mondo si raggiungono potenze massime di 200 MW. Le centrali eoliche possono differire tra loro per disposizione e densità di installazione delle macchine. Quanto all'assetto, vi possono essere diversi schemi (su reticolo quadrato o romboidale; su una unica fila; su file parallele; su file incrociate).

### Sistemi isolati:

- aerogeneratori a servizio di multi-utenze (macchine alimentanti piccole comunità);
- aerogeneratori a servizio di un'utenza isolata (dotati di un sistema di accumulo);
- aeromotori in servizio isolato (per il pompaggio dell'acqua).

### Sistemi ibridi:

- sistemi eolico-diesel;
- sistemi eolico-idroelettrico;
- sistemi per la produzione di idrogeno.

Quando la rete elettrica è lontana o comunque difficile da raggiungere si può fare ricorso a batterie alimentate con l'energia prodotta da turbine generalmente di piccola taglia. Tali sistemi si mostrano particolarmente idonei per l'alimentazione di piccole apparecchiature che richiedono moderati prelievi di energia, quali ad esempio ripetitori radio, rilevatori, impianti per segnalazione e protezione catodica di gasdotti, illuminazione di zone costiere, viadotti, strade collinari e di montagna. Sistemi ibridi eolico-diesel, eolico-fotovoltaico, eolico-celle a combustibile, possono sostenere reti elettriche locali ed indipendenti con potenza complessiva variabile da pochi kW a qualche MW.

Insedimenti produttivi, aziende agricole, piccoli nuclei abitati possono, infatti, autoprodurre l'energia elettrica necessaria, a costi competitivi, con sistemi eolici di potenza nominale unitaria fino a qualche MW abbinati a generatori diesel di taglia medio-piccola.

#### 8.4.3. *Aerogeneratori: tipologie, caratteristiche e prestazioni*

La sfida della moderna tecnologia del vento risiede nel produrre, in modo economicamente vantaggioso e nel rispetto dell'ambiente, turbine eoliche in grado di produrre energia elettrica di ottima qualità alla frequenza di rete anche in condizioni di forte variabilità della fonte. Per conseguire tali obiettivi e raggiungere nel contempo i *target* economici, una moderna turbina eolica deve funzionare per almeno 20 anni come una minicentrale non presidiata, indipendente, controllata automaticamente e sufficientemente robusta da sopportare, con la minima manutenzione possibile, le particolari sollecitazioni a cui i suoi componenti sono sottoposti.

Una prima classificazione sulla tipologia degli aerogeneratori può essere fatta con riferimento all'asse di rotazione che può essere verticale o orizzontale; tuttavia gli aerogeneratori ad asse verticale, perlomeno di media e grande taglia, sono stati ormai definitivamente abbandonati. Invece, il modello ad asse orizzontale che si è imposto sul mercato è il tripala di concezione danese che, oltre ad essere il più efficiente dinamicamente e aerodinamicamente, gode della percezione comune, diffusa sia a livello politico sia di opinione pubblica, di armoniosità visiva. Un'ulteriore alternativa progettuale, che caratterizza le varie turbine in commercio, riguarda il sistema di controllo che può essere di "pitch" (variazione del passo)<sup>2</sup> o di stallo<sup>3</sup>. La scelta tra i due sistemi riguarda più che altro le macchine di media e grossa taglia con netta tendenza a privilegiare il controllo della variazione del passo soprattutto per le macchine di taglia maggiore.

Un ulteriore sviluppo tecnologico ha introdotto la configurazione a velocità variabile (del rotore). Questa soluzione consente di estrarre maggiore energia dal vento, soprattutto nei siti di bassa ventosità. Ulteriori vantaggi derivano all'ambiente per effetto della riduzione del numero di giri delle pale e quindi delle sollecitazioni a cui è sottoposta la macchina con la conseguente riduzione del rumore aerodinamico.

---

<sup>2</sup> Variazione del passo: movimento delle pale degli aerogeneratori lungo il loro asse longitudinale azionato dal sistema di controllo. Nella regolazione del passo si regola la potenza fornita al rotore ruotando le pale al fine di ridurre le forze di spinta generate dal loro profilo alare.

<sup>3</sup> Stallo: la caduta di portanza di un'ala dovuta al distacco della corrente fornita dal dorso di essa. La regolazione di stallo, senza variare minimamente la geometria del rotore, fa sì che il rotore stesso vada in stallo all'aumentare della velocità e del relativo angolo di flusso del vento stesso. La regolazione della potenza avviene con una graduale perdita di efficienza del rotore parallelamente all'estendersi progressivo dello stallo su di esso. Affinché lo stallo abbia luogo spesso è essenziale mantenere costante la velocità di rotore. Ciò si realizza solitamente grazie all'azione del generatore asincrono connesso alla rete elettrica.

### Box - Potenza di un aerogeneratore

La potenza che può essere estratta dal vento attraverso un aerogeneratore dipende:

- dall'*area spazzata*\*. Un singolo generatore estrae tanta più energia quanto maggiore è l'area spazzata, cioè, quanto maggiore è la lunghezza delle pale;

- dal cubo della velocità\*\* del vento. In condizioni reali, il vento non ha velocità costante ed è indispensabile, per il sito dove si vuole installare un aerogeneratore, conoscerne la distribuzione, ossia l'ammontare di ore che in un anno offrono vento di data velocità, per tutti i possibili intervalli di velocità. Pertanto, è indispensabile un'accurata conoscenza delle condizioni anemologiche del sito ove si intendono installare gli aerogeneratori.

Di solito, il valore della velocità più frequente non coincide con il valor medio che, in genere, è più elevato. Il valore della velocità del vento in un dato punto può essere molto diverso da quello misurato in un altro punto, anche se le distanze considerate sono relativamente modeste: ciò può dipendere, oltre che dai parametri atmosferici, anche dalla conformazione del territorio e dall'altezza relativa dei due punti in riferimento. In generale, la velocità del vento aumenta con l'altezza; inoltre, mentre la velocità del vento ad un'altezza dal suolo superiore a un centinaio di metri non dipende dalla tipologia del suolo stesso, per altezze inferiori, invece, il tasso di aumento è vincolato alla configurazione del terreno.

\* Potenza meccanica contenuta in una massa d'aria di densità  $d$  che si muove con velocità  $y$  attraverso un'area  $A$ , posta ortogonalmente alla direzione della velocità:  $P = 0,5 d A y^3$

Se  $d$  è espresso in  $\text{kg/m}^3$ ;  $y$  in  $\text{m/s}$ ;  $A$  in  $\text{m}^2$ , allora  $P$  è espresso in Watt.

L'area  $A$  spazzata dalle pale di un aerogeneratore di raggio  $R$  è pari a  $R^2$ .

La potenza massima che può essere estratta dalla massa d'aria considerata, tuttavia, è notevolmente più bassa di quella sopra indicata, e per un aerogeneratore ideale ad asse orizzontale (con le pale che ruotano in piani perpendicolari al suolo), è data da  $P_m = 0,593 P$

La potenza indicata va intesa come potenza meccanica massima disponibile sull'asse delle pale in rotazione.

Il valore 0,593 (pari a  $16/27$ ) si intende come il "coefficiente di potenza" massimo di una turbina ideale ad asse orizzontale o, altrimenti, come l'efficienza massima teorica raggiungibile da una macchina eolica ad asse orizzontale. Il valore di  $16/27$  risulta dalla teoria del momento assiale, con alcune ipotesi semplificative.

\*\* Supponiamo che si debba installare un aerogeneratore in un sito di cui siano note le caratteristiche anemologiche attraverso la distribuzione delle velocità del vento. Consideriamo, in particolare, la distribuzione delle ore/anno per classi di velocità. Allora, l'energia  $E_p$  annua producibile dall'aerogeneratore sarà data dalla somma (estesa a tutte le velocità):  $E_p(v) = \text{Sommatoria} [P_e(v)T(v)]$  dove  $P_e(v)$  è la potenza che la macchina eroga alla generica velocità del vento  $v$ , mentre  $T(v)$  è il numero di ore annue disponibili a quella velocità.

Usualmente, la producibilità di una macchina eolica viene espressa in kWh per kW di potenza della macchina stessa: una tipica macchina commerciale di taglia medio-grande, ubicata in un sito con velocità media del vento ad altezza del mozzo di  $7 \text{ m/s}$ , offre una producibilità annua di circa  $2.500 \text{ kWh/kW}$ .

#### 8.4.4. Stato dell'arte della tecnologia

Le centrali eoliche sono costituite da un numero altamente variabile di aerogeneratori ed arrivano a superare potenze di centinaia di MW. In Italia, gli impianti di maggior dimensione localizzati nello stesso comune hanno una potenza di circa 30 MW. Con la realizzazione di aerogeneratori con diametro del rotore superiore a 100 m, la tecnologia delle pale ha assunto un ruolo particolare e di maggior rilievo. Superata la fase sperimentale, con l'utilizzo di materiali di legno e metallici, la scelta si è orientata completamente verso i materiali compositi laminati a mano: resina poliesteri e fibre di vetro, mentre l'aspetto innovativo principale è costituito dal sempre maggiore utilizzo di fibre di carbonio. Le attività di ricerca nel settore eolico, inizialmente rivolte in massima parte allo sviluppo di prototipi ed al miglioramento delle efficienze di conversione, hanno nel seguito incrociato anche altri aspetti, come la riduzione del rumore meccanico ed aerodinamico prodotto dal funzionamento dell'aerogeneratore, la connessione alla rete elettrica, l'impatto sociale ed ambientale.

L'abbattimento dei costi di generazione del kWh, la potenza crescente delle macchine, il ridotto impatto sull'ambiente e la creazione di nuovi posti di lavoro, sono fra le ricadute più evidenti del successo sinora conseguito dalle attività di ricerca.

#### Turbine di piccola taglia

Il mercato prevede una molteplicità di applicazioni per macchine fino ad una potenza di 50-100 kW che possono funzionare sia in connessione alla rete elettrica che in applicazioni *stand-alone*.

Per le piccole stazioni di generazione si sta diffondendo l'utilizzo di aerogeneratori a magneti permanenti grazie ai quali si può ottenere una buona efficienza con ridotta manutenzione. Una macchina di questo tipo, della potenza di 9 kW, è realizzata da una società italiana, mentre per particolari applicazioni (nautica da diporto) sono presenti microgeneratori con potenze di poche decine di Watt, anche di produzione nazionale.

Le macchine di piccola taglia, solitamente prodotte in serie limitate da piccole aziende, talvolta artigianali, che non sempre hanno la possibilità di effettuare le necessarie attività di R&S, sono caratterizzate da *performance* comunque inferiori a quelle delle macchine di taglia maggiore

#### Turbine di media taglia

Le turbine con potenze comprese tra 100 kW fino a 600-900 kW, hanno assunto un ruolo dominante sul mercato, specialmente quelle con configurazione tripala. L'evoluzione tecnologica si è recentemente manifestata soprattutto con l'adozione della velocità variabile del rotore, che ha comportato un maggiore ricorso all'elettronica e l'utilizzo di generatori di nuova concezione.

Nella fase di progettazione la sempre maggiore attenzione agli aspetti ambientali si traduce in una ricerca di soluzioni in grado di ridurre sensibilmente l'impatto visivo e acustico delle macchine.

#### Turbine di grande taglia

L'adozione di macchine di grande taglia consente, a parità di potenza, di ridurre sensibilmente il numero di aerogeneratori installati in una centrale eolica, determinando generalmente riflessi positivi sul piano economico ed ambientale. L'aumento dell'affidabilità delle macchine di grandi dimensioni ne ha consentito la diffusione nei Paesi pianeggianti del Nord Europa, dove, a partire dal 2000, si è verificato un costante aumento della potenza media delle macchine installate.

In Germania, ad esempio, la potenza media unitaria dei sistemi installati nel primo semestre 2003 è stata di oltre 1,5 MW, mentre le più recenti installazioni *off-shore* sono state effettuate con aerogeneratori di potenza di 2 MW e oltre.

I costi per kW installato, e conseguentemente del kWh generato, con macchine di grande taglia si stanno avvicinando sempre più a quelli degli aerogeneratori di media taglia, determinando una loro maggiore diffusione anche nei Paesi dove lo sviluppo dell'eolico è solo allo stadio iniziale.

#### 8.4.5. Applicazioni *off-shore*

La tecnologia *off-shore* ha iniziato a svilupparsi da circa 10 anni con prospettive nel medio e lungo termine di grande rilevanza<sup>4</sup>. La potenza degli aerogeneratori è in continua ascesa ed il valore attuale di circa 2 MW è destinato ad aumentare grazie a progetti che prevedono l'utilizzo di macchine di 3-5 MW. Inoltre, in seguito al miglioramento della tecnologia delle fondazioni, anche il limite della profondità del mare ritenuto idoneo alle applicazioni *off-shore*, è passato in pochi anni da 20 a 30 m con la previsione di arrivare in tempi brevi a 40 m.

---

<sup>4</sup> La prima centrale commerciale *off-shore* è stata la Vindeby Offshore Wind Farm costruita dalla danese Elkraft usando 11 turbine Bonus da 450 kW e costata 77 milioni di corone danesi. Le turbine sono situate ad una distanza da 1,5 a 3 km dalla costa in acque profonde da 2,5 a 5,1 m; la fondazione di ciascuna di esse è costituita da un largo basamento conico del peso di 1050 tonnellate (metà è costituito da una zavorra di ghiaia e sabbia).

Perché si determini un significativo sviluppo di questa tecnologia si devono approfondire alcune tematiche cruciali, tra cui:

- stima più affidabile dei parametri anemologici attraverso lo sviluppo di metodologie basate sulla modellizzazione e sull'interpretazione delle immagini satellitari;
- sviluppo di metodi di progettazione delle fondazioni, che tengano conto dei carichi dovuti all'effetto combinato del vento e delle onde;
- criteri e modalità di certificazione;
- valutazione dell'impatto ambientale, con studi accurati sull'ecologia marina;
- comprensione delle necessità manutentive delle macchine e dell'effetto esercitato su di esse dall'ambiente salino;
- valutazione degli aspetti legali, sociali ed economici;
- connessione alla rete di trasmissione elettrica.

Per lo sviluppo di questo tipo di applicazioni c'è da tener conto della difficoltà attuale di disporre di macchine dedicate alle installazioni *off-shore*; la tendenza è infatti quella di ricorrere a macchine concepite per impianti tradizionali modificate per renderle compatibili con l'ambiente marino.

A seguito di alcune analisi condotte sul comportamento dinamico e sulle performance delle turbine, si è potuto constatare come l'energia prodotta sia di circa il 30% maggiore di quella tipica delle applicazioni su terraferma, ma il costo complessivo dell'energia prodotta resti comunque superiore a quello delle installazioni *on shore*.

#### 8.4.6. *Sviluppi in atto e principali obiettivi di R&S*

Una svolta importante nella ricerca e nello sviluppo delle macchine e delle centrali eoliche si è determinata con la messa a punto di nuovi modelli matematici per la simulazione del comportamento delle turbine eoliche e di sofisticati strumenti di progettazione che hanno richiesto un sempre maggiore affinamento dei dati di input.

Gli sviluppi attesi in questo settore riguardano da una parte i metodi usati per la progettazione e per la valutazione delle performance delle turbine eoliche (rappresentazione dei campi di vento; aerodinamica di rotore; computazione fluidodinamica; aeroelasticità) e dall'altra gli aspetti di carattere costruttivo e tecnologico in grado di migliorare le prestazioni e l'affidabilità dei sistemi, il loro inserimento nel territorio e l'integrazione nel sistema energetico nazionale.

Un altro aspetto di notevole importanza è la predizione del comportamento del vento a breve termine dalle 24 alle 72 ore, per poter ottimizzare il carico della rete di trasmissione elettrica, soprattutto nelle zone dove maggiore è la penetrazione dell'eolico nel sistema energetico.

#### 8.4.7. *Costi*

Attualmente, nei Paesi che sono di riferimento nello sviluppo della tecnologia eolica, il costo specifico di realizzazione di un impianto "chiavi in mano" si colloca nell'intervallo tra 900 e 1100 € per kW installato, con valore medio di circa 1000 €/kW.

Questi valori, solo in prima approssimazione, possono essere considerati validi anche per l'Italia, dove esistono specificità di cui occorre tenere conto.

Il costo della macchina può ritenersi compreso fra i 2/3 ed i 3/4 del costo totale di installazione in funzione delle caratteristiche orografiche del sito<sup>5</sup>.

Il costo di produzione varia in funzione della ventosità del sito, della taglia delle macchine e delle opere infrastrutturali. In prospettiva il costo del kWh da fonte eolica, potrebbe raggiungere anche 2,8 c€/kWh divenendo così confrontabile con quello proveniente dagli impianti turbogas. Bisogna ricordare che l'energia prodotta varia con il cubo della velocità del vento e di conseguenza il costo del kWh prodotto dipende soprattutto dalla ventosità del sito.

Oggi, sulla base di valutazioni economiche e tecniche, si comincia a parlare di “valore” dell'energia elettrica da fonte eolica, in contrapposizione ai “costi”, per meglio specificare il ruolo degli impianti eolici nel sistema energetico di un Paese. Il costo annuo di esercizio e manutenzione è, in genere, pari al 3% dell'investimento, e la “disponibilità”<sup>6</sup> delle macchine arriva al 98-99%.

L'Unione Europea aveva fissato come obiettivo da raggiungere, attraverso i propri programmi, un costo dell'energia da fonte eolica di circa 4,0 c€/kWh; valore già ottenibile con le migliori macchine in siti caratterizzati da una buona ventosità.

Tabella 8.4.3 - Costo di produzione da fonte eolica (c€/kWh)

Ultimi anni	Stime recenti	Previsione prossimo futuro
4,4-7,3	3,6-4,4	2,8

Fonte: stime ENEA sulla base di dati di mercato

Il costo di una turbina media prodotta in Italia è di circa 640.000 €/MW, con una lieve diminuzione rispetto al 2001. Aggiungendo il trasporto e l'assemblaggio in sito, il costo può salire a 680.000 €/MW. A ciò bisogna aggiungere il costo di impianto (balance-of-system, BOS), pari circa al 25-30% del costo di una turbina, portando così il costo per MW installato a 900.000 €<sup>7</sup>.

Il costo per kWh elettrico prodotto da fonte eolica si è già ridotto in modo considerevole grazie alla caduta di alcuni costi, in particolare quelli di fabbricazione. Tra il 1981 e il 1995, ad esempio, secondo una valutazione pubblicata da RISØ National Research Laboratory sulle turbine eoliche installate in Danimarca, il costo del kWh elettrico è passato da 16,9 a 6,15 centesimi di dollaro. Prendendo a riferimento i soli ultimi cinque anni, l'EWEA (European Wind Energy Association) stima che i costi si siano ulteriormente ridotti di quasi il 20 %.

A seguito di una migliore progettazione delle turbine e un'attenta individuazione dei siti, le turbine da 500 kW di taglia, recentemente messe in commercio, sono state superate dalle macchine di nuova generazione, ottimizzate e potenziate fino a 2.750 kW. In Italia, in un sito con una producibilità annua di 2000 ore equivalenti a piena potenza, il costo di produzione dell'energia può essere stimato intorno a 6 c€/kWh.

Nella figura 8.4.4 è tracciato l'andamento del costo di produzione al variare della producibilità del sito. Le ipotesi alla base di tale valutazione, descritte nel box, si riferiscono alle caratteristiche tipiche di un'iniziativa in un sito mediamente complesso di un area appenninica del nostro territorio.

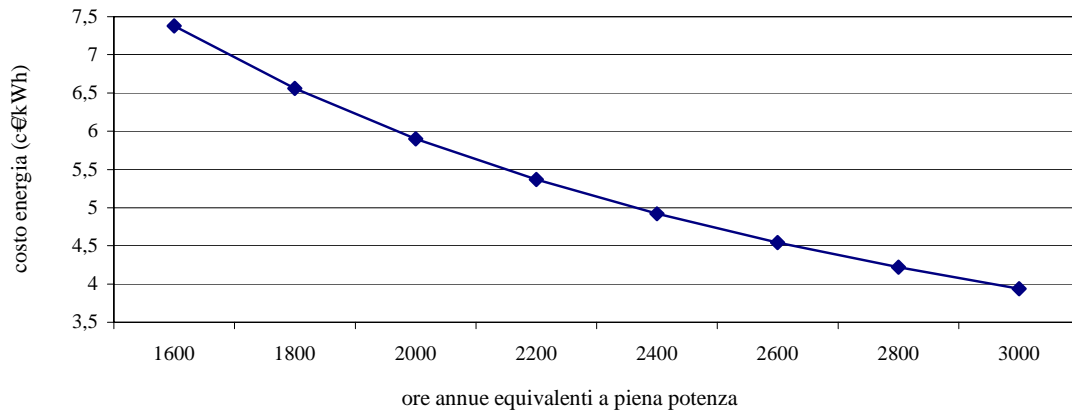
<sup>5</sup> Attualmente una centrale da circa 10 MW, allacciata alla rete elettrica in AT, ha un costo di realizzazione compreso fra 8 e 13 M€ in funzione dell'orografia del sito.

<sup>6</sup> Rapporto tra il numero di ore durante le quali l'aerogeneratore è “disponibile” per la produzione di energia e il numero di ore dell'anno.

<sup>7</sup> In particolare il contributo delle varie fasi d'impianto può essere stimato come segue: opere civili 15%, opere elettromeccaniche 7%, variazione della rete di connessione da 2% a 7% e, in alcuni casi, anche oltre.



Figura 8.4.4 - Costo di produzione dell'energia in funzione della producibilità del sito (c-€/kWh)



Fonte: Ing. F. Trezza Enel GreenPower

**Box - Valutazione del costo di produzione di energia elettrica da fonte eolica in Italia**

**Impianto di riferimento:**

tipologia macchine: 20 aerogeneratori di media taglia (850 kW)  
 potenza centrale: 17 MW  
 sito d'installazione: appenninico mediamente complesso

**Investimento:**

macchine installate: 14.000.000 €  
 resto d'impianto: 3.400.000 €  
 collegamento alla rete: 700.000 €  
 sviluppo iniziativa: 400.000 €  
 Totale: 18.500.000 €

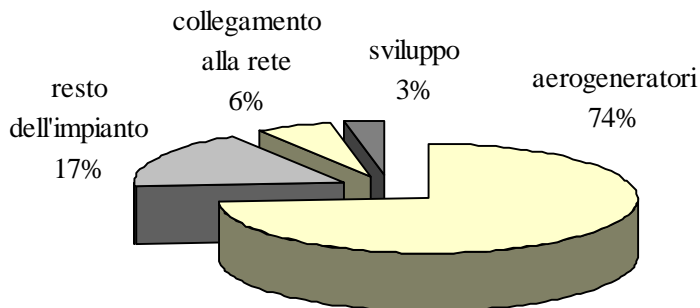
**Investimento specifico:**

**Assunzioni per il calcolo:**

vita utile: 20 anni  
 tasso di attualizzazione: 7 %  
 costi di esercizio e manutenzione: 1 % investimento macchine eoliche (1-2 anni)  
 2 % investimento macchine eoliche (3-10 anni)  
 4 % investimento macchine eoliche (11-20 anni)  
 diritti annui riconosciuti agli enti locali: 1,5 % ricavi da vendita energia (valutati al costo di produzione)

Fonte: stime ENEA sulla base di dati di mercato

Figura 8.4.5 – Suddivisione per voci di spesa del costo di investimento



Fonte: Ing. F. Trezza Enel GreenPower

#### 8.4.8. Il mercato: situazione attuale e sviluppi previsti

A livello mondiale, lo sviluppo della tecnologia eolica ha visto soprattutto il coinvolgimento dei Paesi più industrializzati: quasi tutti quelli europei, gli USA ed il Canada, con qualche eccezione, come l'India, per quanto riguarda i Paesi meno industrializzati.

Tabella 8.4.4 - Posti di lavoro nell'industria

Anno	Capacità installata (MW)	Posti di lavoro per anno	Costo previsto €/kw	Investimento M€/anno
1996	3.500	72.000	1.000	3.500
2000	6.800	115.000	765	5.200
2010*	45.000*	550.000*	555*	24.900*
2020*	150.000*	1.500.000*	447*	67.000*

\* previsioni

Fonte: Btm Consult – Wind Force 12

All'inizio degli anni 80 gli USA avevano assunto una posizione dominante, in termini di installazioni eoliche, attraverso un provvedimento che premiava gli investitori sulla base della potenza installata. Si è quindi assistito al “caso California”, dove in tempi molto brevi sono state realizzate le prime centrali eoliche, per una potenza intorno a 1.600 MW, con aerogeneratori prodotti ed assemblati anche da costruttori poco o nulla qualificati. Di conseguenza molte macchine sono uscite presto di scena oppure hanno fornito prestazioni deludenti.

Recentemente la leadership mondiale nel settore è stata assunta da Paesi come Germania, Danimarca e Spagna, con un ritorno sempre più marcato degli USA, dove il recente inserimento della General Electric nel processo di sviluppo degli aerogeneratori da 900 a 3.600 kW sta mostrando i primi significativi risultati.

La Germania presenta anche nel 2003, con 13.000 MW di potenza eolica installata, un *trend* di crescita del settore particolarmente significativo che, con l'avvento della tecnologia *off-shore*, verso la quale sta mostrando un concreto interesse, sarà molto probabilmente mantenuto nei prossimi anni.

Il successo dell'eolico in questo paese è legato sicuramente al tipo di approccio che i governanti hanno sempre manifestato nei confronti delle rinnovabili e che si è concretizzato nel 1991 con l'“Electricity Feed Law” (EFL), un provvedimento legislativo che garantiva a tutti i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili una remunerazione sino al 90% del prezzo di vendita dell'energia elettrica alle utenze private. Nel 2000 la validità di tale provvedimento è stata confermata con l'emanazione di una nuova “Renewable Energy Law”, tuttora in essere, con la quale si riconosce l'accresciuta competitività dell'eolico. La corresponsione di una tariffa fissa appetibile e garantita nel tempo, per l'energia prodotta da fonte eolica, iniziata precedentemente con il programma 250 MW, ha suscitato l'interesse di molti investitori e di nuovi costruttori di macchine e componenti.

A questo notevole supporto governativo si deve sommare quello regionale che ha contribuito al raggiungimento di risultati significativi quali:

- la crescita del mercato eolico, che nel 2002 ha superato i 3,5 miliardi di euro;
- l'incremento, nello stesso anno, di ulteriori 9.500 posizioni lavorative che ha portato il numero complessivo degli addetti nel settore oltre le 50.000 unità;

- il raggiungimento della quota del 4,7% del consumo di energia elettrica, rispetto al 3% dell'anno precedente

Anche la Danimarca e la Spagna hanno conseguito risultati significativi in questo settore.

Di particolare rilevanza è il caso Danimarca; questo Paese infatti presenta la maggiore densità di aerogeneratori per abitante e per superficie, soddisfa circa il 20% del fabbisogno interno di energia elettrica con questa fonte di energia ed esporta aerogeneratori in tutto il mondo.

L'Italia ha iniziato ad interessarsi a questa fonte all'inizio del 1980 con l'avvio di campagne finalizzate alla valutazione del potenziale eolico nazionale da parte di CNR, ENEL, ENEA.

Sono quindi stati effettuati alcuni studi di fattibilità sulla realizzazione di prototipi di aerogeneratori che, nel giro di qualche anno per la media taglia (200-300 kW) e di alcuni anni per la grande taglia (1.500 kW), sono stati costruiti e provati, senza raggiungere successivamente la competitività economica auspicata. Nel 1996, nelle province di Foggia e Benevento, sono state installate le prime centrali eoliche commerciali per opera dell'Italian Vento Power Corporation (IVPC)<sup>8</sup>. Altre iniziative sono poi seguite da parte di operatori come Edison Energie Speciali, Enel GreenPower e San Severino, che hanno permesso all'Italia, con circa 700 MW installati alla fine del 2001, di conseguire il primo obiettivo del Libro Bianco sulle rinnovabili e di raggiungere la quarta posizione a livello europeo (la sesta a livello mondiale) in termini di potenza eolica installata. Un'altra operazione di rilievo, nel contesto nazionale, è stata la costituzione nel 1998 della IWT, che nasce come una *joint-venture* tra WEST (Italia) e Vestas (Danimarca) per trasformarsi successivamente in una sussidiaria della Vestas.

#### 8.4.9. L'Atlante Eolico dell'Italia<sup>9</sup>

Il CESI SpA ha completato un Atlante Eolico dell'Italia che copre l'intero territorio nazionale, con l'esclusione soltanto delle acque marine costiere. Questo lavoro, che sarà messo tra breve a disposizione di tutti i soggetti interessati, traccia per la prima volta con sufficiente dettaglio un quadro d'insieme delle risorse eoliche italiane.

L'Atlante è stato sviluppato dal CESI nel triennio 2000-2002 nel quadro del Progetto ENERIN dedicato alle fonti energetiche rinnovabili, beneficiando dei fondi stanziati dal Ministero delle Attività Produttive con il decreto ministeriale del 26 gennaio 2000 (e successive integrazioni) e destinati alla ricerca a favore del sistema elettrico nazionale. L'interesse di questo lavoro per il sistema elettrico è d'altronde evidente se si considerano le previsioni d'impegno dell'Italia nel settore eolico, implicite nel recente quadro legislativo relativo al settore dell'energia e, in particolare, alle fonti rinnovabili.

La redazione dell'Atlante è stata anche vista come il necessario passo conclusivo di un percorso iniziato oltre vent'anni fa, con la pubblicazione nel 1981 del Libro bianco "Indagine sulle risorse eoliche in Italia" da parte del CNR-PFE, e proseguito poi con la preparazione, nel 1992, del Rapporto della Commissione Siti formata da ENEA, Enel, Alenia e Riva Calzoni, operatori che avevano già condotto, a quel tempo, rilievi anemometrici in varie regioni. Insieme con le ricerche svolte da diversi istituti universitari, questi primi lavori dimostrarono che anche in Italia, per quanto in un quadro di ventosità generale non paragonabile a quella di altri Paesi, esistevano aree con risorse interessanti dal punto di vista della generazione anemoelettrica.

---

<sup>8</sup> Società privata costituita ad Avellino nel 1993, che ha avuto l'intuizione di utilizzare al meglio uno strumento legislativo, il famoso CIP 6/92, e le conoscenze di sitologia maturate dagli americani in California.

<sup>9</sup> A cura del CESI SpA.

La finalità principale dell'Atlante è stata quella di fornire un quadro generale della distribuzione delle risorse eoliche su tutto il territorio nazionale, in modo tale da consentire l'individuazione delle aree dove tali risorse potrebbero essere, in linea di principio, interessanti per lo sfruttamento energetico. Il lavoro si rivolge quindi soprattutto agli organismi pubblici che programmano l'uso del territorio (Regioni, Province ecc.), ai responsabili dello sviluppo della rete elettrica cui le eventuali centrali eoliche dovranno essere collegate, e agli operatori industriali che valutano opportunità e rischi associati ad iniziative per la realizzazione di centrali eoliche in specifici ambiti territoriali.

La composizione di un quadro complessivo delle risorse eoliche come quello presentato nell'Atlante ha richiesto, per l'Italia, il superamento di particolari difficoltà dovute alla presenza, in gran parte del territorio, di terreni ad orografia complessa, che hanno reso questo compito assai più impegnativo per l'Italia che per altri Paesi con territorio prevalentemente pianeggiante.

La prima fase della preparazione dell'Atlante si è basata sull'impiego, in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova, di un modello matematico (WINDS) in grado di ricavare flussi di vento in un dominio tridimensionale, e quindi mappe di vento in funzione dell'altezza dal suolo, a partire da dati di vento in alta quota forniti da istituti meteorologici e tenendo altresì conto dell'orografia e della rugosità del terreno sottostante. In particolare ci si è avvalsi dei dati di velocità e direzione del vento a 5000 m sul livello del mare acquisiti nel periodo 1990-1999 dallo European Centre for Medium Range Weather Forecast (ECMWF) di Reading, Gran Bretagna, e dei dati relativi all'orografia e copertura del terreno raccolti dallo United States Geological Survey (USGS).

Le mappe di velocità media annua del vento così ottenute sono state poi messe a punto in dettaglio mediante confronto con dati misurati da stazioni anemometriche (storiche o tuttora esistenti) sparse su tutto il territorio nazionale ed appartenenti a vari operatori (CESI, Enel, ENEA, Aeronautica Militare, oltre a reti regionali, piattaforme marine ecc.). Per meglio caratterizzare le aree risultate più carenti in fatto di dati di misura, il CESI ha anche installato, a partire dal 2000, un certo numero di nuove stazioni anemometriche opportunamente collocate.

Il patrimonio di dati così disponibili è stato attentamente vagliato per individuare le stazioni dotate di un sufficiente grado di attendibilità. Sono state così selezionate 240 stazioni (con sensori prevalentemente a 10-15 m dal suolo e in alcuni casi fino a 30 m), in base alle quali è stato poi condotto il processo di adattamento delle mappe ricavate con il modello. Una volta ottenuti dei fattori di correzione per tutti i punti del territorio, si sono poi calcolati i valori di velocità del vento a varie altezze dal suolo. Quest'ultima fase di adattamento delle mappe si è rivelata piuttosto impegnativa. Fra l'altro, si sono dovute esplorare diverse strade per individuare la metodologia più appropriata e molta cura è stata anche rivolta alla stima del grado di incertezza presente nei dati delle mappe così ottenute.

I risultati finali del lavoro sono stati riportati nell'Atlante sotto forma di serie di mappe che descrivono la distribuzione sul territorio dei valori stimati di velocità media annua del vento e dei corrispondenti valori di producibilità specifica di un ipotetico aerogeneratore tipo, su sfondo cartografico in scala 1:750.000. Il territorio italiano risulta così diviso in 27 tavole.

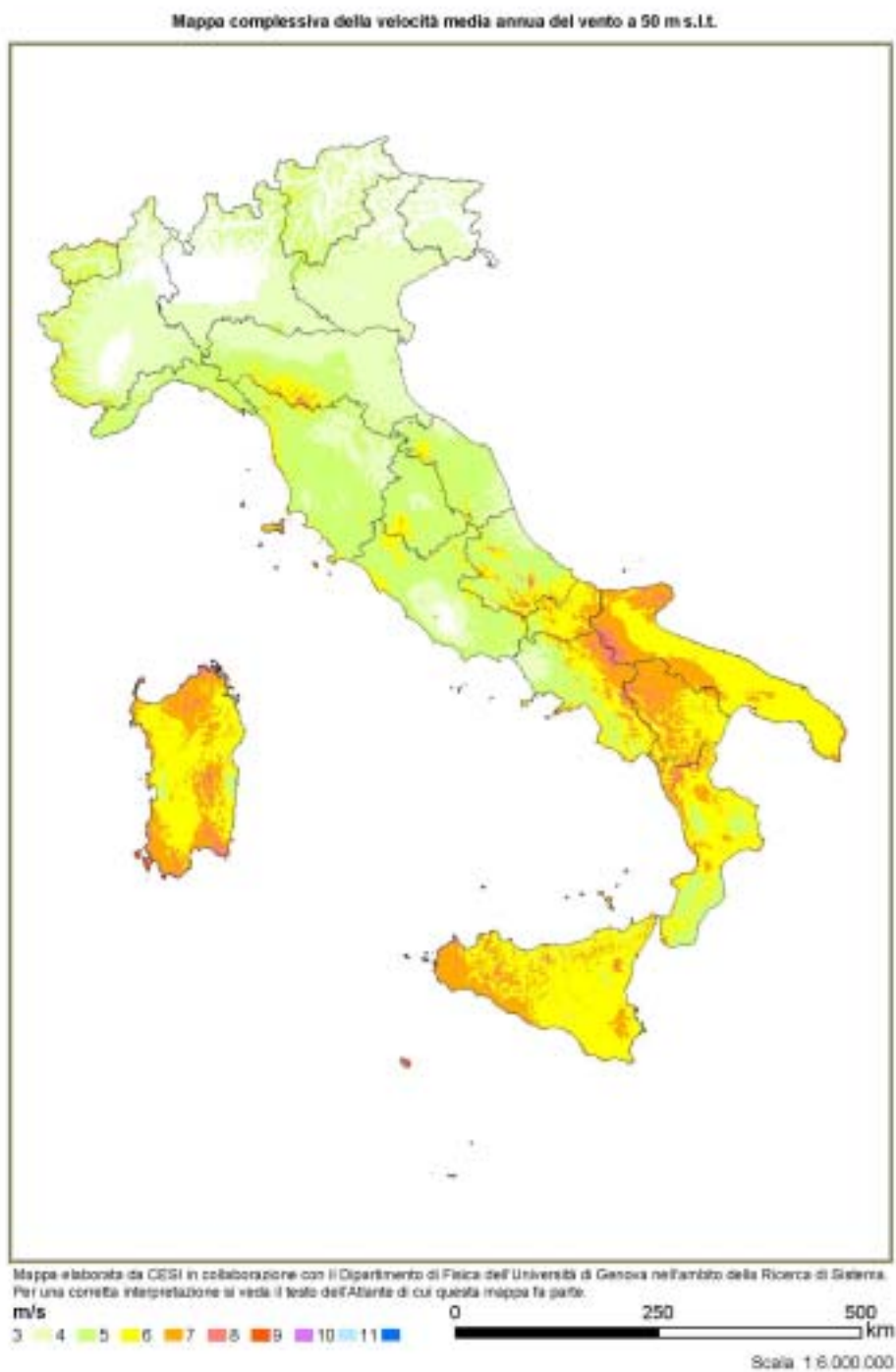
Per la velocità media annua del vento sono disponibili tre distinte serie di 27 tavole, ciascuna delle quali riporta i valori di velocità media annua all'altezza di 25 m, 50 m e 70 m dal suolo, rispettivamente. I dati sono deducibili dalla colorazione delle diverse aree sulla base della scala cromatica (9 colori) riportata in calce ad ogni tavola. In altre parole, individuato sulla mappa il punto d'interesse, il colore dell'area in cui esso si trova fornisce l'intervallo entro il quale si stima essere compresa la velocità media annua del vento. Ciascuna serie di 27 tavole è completata da una mappa generale di sintesi in scala 1:6.000.000.

Nella figura 8.4.6 è riportata, a titolo d'esempio, la mappa di sintesi relativa alla velocità media annua del vento a 50 m dal suolo, un'altezza che può essere considerata particolarmente significativa in quanto corrispondente, all'incirca, a quella del mozzo degli aerogeneratori da 600-850 kW che vengono attualmente installati in Italia nella maggioranza dei casi.

Per la producibilità specifica è stata invece realizzata un'unica serie di 27 tavole, analoghe a quelle della velocità media annua del vento, ma riferite soltanto all'altezza di 50 m. Queste mappe riportano la producibilità specifica teorica di un aerogeneratore tipo di media taglia con mozzo a 50 m dal suolo, espressa come energia prodotta per unità di potenza installata (MWh/MW) o, in altre parole, come numero di ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale. Le producibilità specifiche sono rappresentate nelle mappe con una scala cromatica (8 colori) e la serie di 27 tavole è completata da una mappa di sintesi in scala 1:6.000.000. La mappa di producibilità di una zona relativamente ristretta rappresentata a titolo d'esempio nella figura 8.4.7 è stata appunto ricavata da una delle tavole suddette.

Il quadro che emerge dall'Atlante conferma che le aree ventose dell'Italia sono concentrate soprattutto nel Centro-Sud e nelle isole maggiori, e ciò è in accordo sia con i risultati delle indagini anemologiche e degli studi condotti in passato, sia con la localizzazione delle installazioni eoliche realizzate in Italia negli anni più recenti. Tale conclusione di massima non significa però che anche in altre parti d'Italia che appaiono meno favorite non possano essere individuati, in particolari situazioni locali, dei siti eolici adatti all'installazione di impianti di produzione, specialmente se composti da un numero limitato di aerogeneratori.

Figura 8.4.6 - Mappa complessiva della velocità media annua del vento a 50 m dal suolo



Fonte: CESI SpA

Figura 8.4.7 - Mappa della producibilità specifica a 50 m dal suolo



Fonte: CESI SpA

## 8.5. IMPIANTI SOLARI DI POTENZA PER LA PRODUZIONE DI CALORE AD ALTA TEMPERATURA

Lo sviluppo dei moderni sistemi solari termici per la produzione di calore a media e ad alta temperatura risale agli inizi degli anni 70 sotto la spinta della prima crisi petrolifera.

Il principio alla base di questi sistemi è quello di raccogliere con specchi di ampie dimensioni la radiazione solare, di concentrarla su un ricevitore in grado di trasferire il calore ad un fluido termovettore mediante il quale produrre direttamente calore di processo a medie e alte temperature o produrre energia elettrica utilizzando componenti impiantistiche tipiche degli impianti convenzionali a vapore come le turbine. Una applicazione di particolare interesse e attualità è costituita dalla produzione di idrogeno da fonte solare<sup>1</sup>.

Un significativo incremento delle prestazioni dei sistemi a concentrazione è derivato dagli sviluppi dell'“ottica senza immagini”, una disciplina scientifica nata a metà degli anni 60 che ha sviluppato modalità di trasferimento della radiazione luminosa da una sorgente ad un ricevitore più efficienti rispetto alle lenti ed ai concentratori costruiti sui principi tradizionali dell'ottica<sup>2</sup>.

### 8.5.1. Tecnologia e tipologia delle centrali termoelettriche solari

Le principali applicazioni della tecnologia solare termica ad alta temperatura riguardano:

- produzione di energia elettrica per domande di picco giornaliere e stagionali;
- dissalazione delle acque marine;
- alimentazione di processi chimici e termofisici (termoscissione H<sub>2</sub>O, steam reforming CH<sub>4</sub> per la produzione di idrogeno);
- prove motori a ciclo Stirling e Brayton nel settore aerospaziale;
- alimentazione di laser ad elevata potenza;
- produzione di particolari sostanze chimiche (fullerani).

Il componente alla base di questa tecnologia è il collettore a concentrazione, un dispositivo in grado di raccogliere e convogliare la radiazione solare verso un ricevitore. In relazione alla geometria ed alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si possono distinguere alcune tipologie principali: i concentratori parabolici lineari, i sistemi a torre e i concentratori parabolici puntuali o a disco.

#### Concentratori parabolici lineari (CPL)

Sono collettori a profilo cilindro-parabolico dotati di sistema ad un asse di inseguimento della sorgente solare. La superficie riflettente dei collettori focalizza i raggi solari su un tubo<sup>3</sup>, posto lungo la sua linea focale, al cui interno un fluido<sup>4</sup> viene riscaldato a temperature che vanno da oltre 100 °C a 400 °C. Gli impianti di produzione con CPL realizzati finora sono di tipo convenzionale ibrido, poiché utilizzano caldaie ausiliarie alimentate a combustibile fossile, in grado di aumentare la temperatura del vapore o produrlo direttamente quando l'intensità della radiazione solare è bassa o assente. I sistemi a CPL sono, tra le tecnologie solari termiche di potenza, quelle con maggiore maturità commerciale; consentono di realizzare architetture di impianto meno costose, più efficienti ed adattabili a varie applicazioni. In condizioni di massimo irraggiamento, i concentratori parabolici piani, che finora hanno fornito più del 50% di tutta l'energia prodotta da fonte solare a livello mondiale, sono attualmente in grado di produrre energia elettrica al costo di 0,09-0,10 \$/kWh,

<sup>1</sup> Vedi 7.7. - Produzione dell'idrogeno con calore ad alta temperatura.

<sup>2</sup> Vedi Box – Ottica senza immagini .

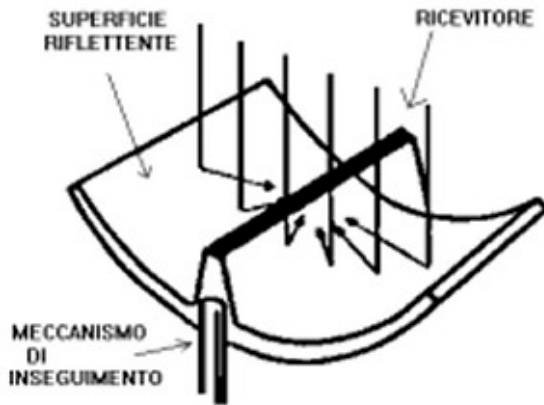
<sup>3</sup> Ricevitore in acciaio incamiciato con un tubo di pyrex in cui è stato praticato il vuoto.

<sup>4</sup> Generalmente olio diatermico.



inferiore a quello di altri sistemi che utilizzano la fonte solare come il fotovoltaico. Previsioni del Department of Energy degli Stati Uniti fanno intravedere la possibilità di arrivare, entro i prossimi dieci anni, a costi di produzione intorno a 0,05 \$/kWh.

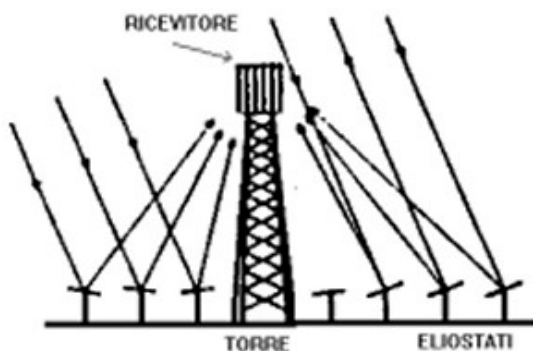
Figura 8.5.1 - Concentratore parabolico lineare



#### Sistemi a torre

Il sistema a torre consiste in un campo di eliostati, cioè di specchi che inseguono e catturano la luce solare riflettendola e concentrandola verso una caldaia (ricevitore) montata su di una torre posta al centro o all'esterno del campo. Il fluido termovettore, proveniente dal serbatoio freddo, circola nel ricevitore, si riscalda e viene inviato al serbatoio di accumulo caldo. Da questo viene poi prelevata la portata richiesta dal generatore di vapore per il funzionamento del sistema convenzionale di produzione elettrica; il fluido termovettore, dopo aver ceduto il calore, lascia il generatore di vapore e ritorna al serbatoio freddo, da dove può ricominciare il ciclo. Ogni eliostato ha una superficie riflettiva di 40-150 m<sup>2</sup>. Il campo di eliostati può essere dislocato in modo da circondare completamente la torre-ricevitore oppure può essere posto ad emiciclo a nord della torre. Questi sistemi consentono di produrre calore a temperature che possono andare da 500 a 1.200 °C. Dall'esperienza maturata fino ad oggi, si è visto che la taglia commerciale per questi impianti è compresa nell'intervallo 10-200 MWe e che, entro i prossimi dieci anni, il loro costo di produzione di energia elettrica dovrebbe scendere a 0,07 \$/kWh.

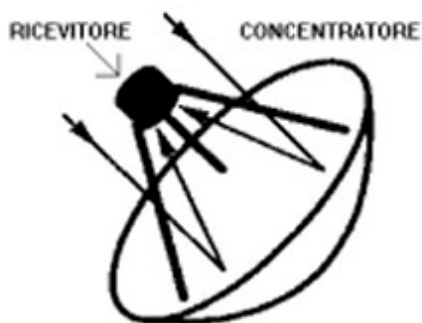
Figura 8.5.2 - Sistema a torre centrale



### Concentratori parabolici puntuali (CPP)

I concentratori parabolici puntuali (CPP) utilizzano riflettori parabolici a forma di disco che inseguono il sole attraverso un meccanismo di spostamento su due assi e focalizzano la radiazione solare diretta all'interno di un ricevitore a cavità installato, al di sopra del disco, nel suo punto focale. La soluzione più promettente per questo tipo di concentratori è di essere accoppiati ad un motore Stirling a ciclo chiuso, la cui testa calda è inserita nel ricevitore ed opera a temperature intorno a 700 °C. Il motore, a sua volta, è collegato ad un alternatore per la generazione di energia elettrica. La tecnologia, essendo di tipo modulare, permette la realizzazione di centrali *stand-alone* per utenze isolate ed è in grado di raggiungere i rendimenti più elevati, anche se presenta ingenti costi di produzione elettrica.

Figura 8.5.3 - Concentratore parabolico puntuale



#### 8.5.2. Attività di R&S

L'attività di ricerca e sviluppo tecnologico nel settore è stata portata avanti da diversi enti di ricerca in Germania (DLR e ZSW), Svizzera (PSI), Francia (CNRS) e Spagna (Ciemat e Plataforma Solar de Almeria o PSA). Attualmente buona parte delle sperimentazioni sono condotte presso la PSA, gestita dal Ministero dell'Industria spagnolo in cooperazione con il centro tedesco DLR. Le linee di sperimentazione riguardano:

- concentratori parabolici lineari (CPL): lo schema adottato consente la generazione diretta del vapore. Tale soluzione permette l'eliminazione del fluido termovettore intermedio con conseguente riduzione dei costi (in previsione circa 8-10%), mentre i principali problemi da risolvere riguardano il controllo del flusso di un fluido bifase, nonché la riduzione delle perdite termiche e degli stress termomeccanici in condizioni di irraggiamento solare variabile. Sono stati effettuati dei test su prototipi relativi a nuovi assorbitori selettivi, a cui ha partecipato anche l'italiana Conphoebus;
- sistemi a torre: sono presenti in Spagna, presso la PSA, due impianti di tipo SSPS-CRS da 2,7 MWt e CESA 1 da 7 MWt. Le attuali linee di ricerca sono focalizzate sulla realizzazione di sistemi di accumulo termico ad alta temperatura efficaci ed economici, sulla sperimentazione di nuovi ricevitori volumetrici e sulla realizzazione di eliostati più economici;
- concentratori parabolici puntuali (CPP): alla PSA le attività di ricerca su tale tecnologia, cominciate nel 1991, hanno portato alla realizzazione di un campo prove costituito inizialmente da tre dischi parabolici di 9 kWe ciascuno. L'obiettivo è la realizzazione di un campo prove ben più ampio, comprendente sia numerosi dischi parabolici, sia un campo fotovoltaico, che consenta di effettuare un confronto fra le due tecnologie in condizioni di uguale irraggiamento.

### 8.5.3. *La situazione italiana nel contesto internazionale*

La tecnologia a concentratori parabolici lineari (CPL) è quella che ha avuto in passato il maggior sviluppo su scala industriale. Gli impianti termoelettrici di potenza basati su tale tecnologia, grazie ai 354 MWe installati in California (USA) dalla compagnia israeliana LUZ Company fra il 1984 e la fine del 1990, hanno dimostrato e continuano a dimostrare buona affidabilità tecnica durante il loro esercizio commerciale, tanto che recentemente la società statunitense Nevada Power ha commissionato un impianto da 50 MWe.

La tecnologia a torre centrale è stata sfruttata con ottimi risultati nell'ambito del progetto Solar One, primo impianto pilota, situato nel deserto californiano di Mojave, USA. Questo impianto pilota operava con un ricevitore nel quale avveniva la produzione diretta del vapore, da mandare all'impianto di produzione elettrica, ed era connesso alla rete della California meridionale. L'impianto, attivo tra il 1981 ed il 1988, aveva una potenza elettrica di 10 MWe ed utilizzava un'area di specchi pari a circa 71.500 m<sup>2</sup>. In un secondo tempo, l'impianto è stato ricostruito ed il sistema, denominato Solar Two, ha funzionato dal 1997 al 1999, come previsto in sede di progetto, utilizzando come fluido termovettore non più l'acqua ma una miscela di sali fusi. L'impianto da 10 MWe è stato in grado di fornire energia elettrica alle utenze locali su richiesta, avvalendosi di un sistema di accumulo del fluido termovettore che gli consentiva di erogare energia per un periodo fino a 3 ore (30.000 kWh di energia elettrica) anche in totale assenza di luce. Questa la principale innovazione introdotta dall'impianto Solar Two rispetto al Solar One che, generando vapore direttamente dall'acqua, presente nei ricevitori a concentrazione, era caratterizzato da una bassa efficienza e dall'interruzione delle operazioni in caso di nuvolosità.

Anche gli Stati membri dell'Unione Europea hanno iniziato a prendere in considerazione gli impianti a concentrazione solare quali possibili alternative per raggiungere gli obiettivi di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. La Spagna, ad esempio, ha recentemente varato un programma che prevede entro il 2010 l'installazione su suolo spagnolo di impianti con potenza pari ad almeno 200 MWe e con una producibilità annua pari ad oltre 400 GWh.

L'Italia è stato il primo paese europeo ad ospitare in Sicilia, ad Adrano, la prima grande centrale europea dimostrativa nell'ambito del solare termico ad alta temperatura. L'impianto, chiamato Eurelios, era costituito da specchi parabolici (eliostati) dotati di un sistema di inseguimento del movimento apparente del sole, che consentiva di concentrare i raggi solari in un ricevitore (caldaia) alloggiato all'estremità di una struttura centrale a torre. La centrale aveva una potenza di progetto di 1 MWe e la sua costruzione fu avviata nel settembre del 1979 da un consorzio italo-franco-tedesco nell'ambito di un programma di ricerca della Comunità Europea. Le sperimentazioni hanno avuto luogo fino al 1986, quando furono sospese. I risultati, considerati insufficienti per l'impianto Eurelios di Adrano, sono da ascrivere in particolare ad una scelta non ottimale del sito. Il microclima di Adrano presenta infatti una elevata componente di luce diffusa non utilizzabile in sistemi a concentrazione: per questo motivo sono stati successivamente installati in quel sito sistemi fotovoltaici. In Italia la ripresa delle applicazioni energetiche in questo settore è connessa al Progetto Solare termodinamico dell'ENEA (vedi Capitolo 7).

### 8.5.4. *Prospettive di sviluppo della tecnologia*

La fonte solare ha grandi possibilità di contribuire in misura significativa alla diminuzione dell'impiego delle fonti fossili. In molte regioni del mondo, un chilometro quadrato di terreno risulta sufficiente per generare almeno 300-400 GWh di energia elettrica da fonte solare termica; ciò comporta una minore richiesta annua di potenza da impianti convenzionali a combustibili fossili pari a circa 50 MWe. A livello globale, lo sfruttamento di una percentuale pari all'1% del potenziale

termico solare totale dovrebbe essere sufficiente a soddisfare i target stabiliti dalle Nazioni Unite riguardo la stabilizzazione del clima nel lungo periodo.

Una delle principali barriere che incontra l'ingresso sul mercato degli impianti a concentrazione solare è costituita dalla mancanza di informazione, riguardo le tecnologie in atto e il loro potenziale nel breve periodo, da parte dei responsabili delle decisioni politiche, degli appaltatori e dei potenziali utenti finali. Vi sono, infatti, a livello mondiale una decina di progetti in fase di sviluppo avanzato e totalizzanti ben 1.000 MWe in termini di potenza.

#### 8.5.5. *Global Market Initiative*

Con la crescente consapevolezza che questi progetti diverrebbero realizzabili con maggior rapidità nel caso di una collaborazione in ambito internazionale, è stata proposta una cooperazione tra pubblico e privato denominata "The CSP Global Market Initiative". La finalità di questa partnership è di facilitare la realizzazione di ulteriori 5.000 MWe di potenza da impianti a concentrazione solare entro i prossimi dieci anni. La partecipazione a questo programma è aperta a tutte le regioni e gli Stati aventi un'adeguata risorsa solare o una certa esperienza in campo industriale per quel che concerne la costruzione di nuovi impianti a concentrazione solare. In questo modo il successo generale dei vari progetti sarebbe accresciuto dalla condivisione delle esperienze di ciascun membro del forum, grazie all'accesso al network dei progettisti coinvolti, all'assistenza tecnica, comprendente sia la compatibilità degli impianti a concentrazione solare con i piani di incremento del capitale che il disegno di pacchetti d'offerta, al progetto di sviluppo di *know-how* congiunto e all'identificazione delle sovvenzioni e normative necessarie. Il risultato della collaborazione sarà dato da una significativa accelerazione dell'intero processo, dall'atto decisionale fino alla commissione dell'impianto.

Al fine di approfittare delle diverse situazioni e necessità sia dei Paesi industrializzati sia di quelli in via di sviluppo, il GMI ha deciso di utilizzare tre differenti strategie a seconda della categoria di appartenenza della nazione considerata. Vengono, infatti, definite le seguenti aree:

- Regioni I – [Europa meridionale, Israele e Stati Uniti sud-orientali]: in queste zone gli obiettivi specifici per gli impianti a concentrazione solare creeranno una precisa richiesta di mercato e delle agevolazioni fiscali ad hoc. In questo contesto, il supporto politico è prioritario al fine di assicurare un finanziamento commerciale in grado di riflettere i diversi livelli di intensità di radiazione solare (superiore a 1.900 kWh/m<sup>2</sup>/anno) presenti nelle varie regioni;
- Regioni II – [Messico e Nord Africa]: queste zone sono caratterizzate dal fatto di essere, già ora o a breve, connesse con le regioni di tipo I mediante una adeguata rete di trasmissione, che permetterà loro di vendere l'energia elettrica prodotta agli Stati della precedente area e ricevere in cambio un "prezzo premium";
- Regioni III – [Brasile, India, Iran, Giordania e Sud Africa]: questa categoria comprende i Paesi in via di sviluppo privi di interconnessione elettrica con le regioni del gruppo I. In questo caso la forma preferenziale di finanziamento degli impianti solari è costituita da sussidi forniti dalle regioni appartenenti al primo raggruppamento. Inoltre, nel medio termine, gli Stati appartenenti a quest'area potranno anche beneficiare dell'esperienza acquisita con i nuovi impianti installati nelle regioni I e II.

In cambio, ciascun Paese facente parte del GMI dovrà tentare di far fronte alle seguenti richieste:

- prefiggersi un determinato obiettivo, quale la percentuale di nuovi impianti installati entro il 2015;
- determinare un'adeguata tariffa in grado di coprire la differenza di costi tra l'energia generata da impianti a concentrazione solare e quella prodotta da impianti tradizionali;
- creare una serie di strumenti politici specifici per favorire la creazione di nuovi impianti;

- considerare l'offerta più competitiva in ambito internazionale per quanto concerne ciascuna fase del progetto di costruzione di nuovi impianti;
- usufruire di accordi di lungo periodo per quanto concerne l'acquisto di energia elettrica.

Il Global Environment Facility (GEF) ha deciso di sostenere economicamente il progetto GMI e si è impegnato ad introdurre sul mercato una strategia mirata a favorire delle decisioni comuni tra le varie regioni e gli investitori coinvolti, garantendo anche una minimizzazione dei possibili ritardi. Al fine di rappresentare tutti gli Stati partecipanti, il comitato consultivo è affiancato da un comitato esecutivo di cui fanno parte tutti i Paesi coinvolti, che saranno tenuti a versare una quota annua di sostegno all'attività amministrativa del comitato.

Tab.8.5.1 - Tipologie di sistemi solari a concentrazione

	<b>Concentratori parabolici piani</b>	<b>Concentratori a torre con ricevitore centrale</b>	<b>Concentratori parabolici a disco</b>
<b>Potenza erogata</b>	354 MWe (California)	1-10 MWe	< 1 MWe
<b>Capacità unitaria</b>	14-80 MWe	-	10-25 kWe
<b>Efficienza giornaliera</b>	20%	-	-
<b>Efficienza annua</b>	14%	15%	-
<b>Temperatura max di processo</b>	400 °C	700-1.200 °C	-
<b>Costi di installazione</b>	210 €/m <sup>2</sup>	180-250 €/m <sup>2</sup>	125-150 €/m <sup>2</sup>
<b>Costo del capitale per l'installazione</b>	2.440-3.500 €/kWe (impianti a ciclo Rankine da 30-200 MWe) 1.080 €/kWe (impianti ibridi da 30 MWe)	2.700 €/kWe	7.100 €/kWe (100 unità/anno) 3.700 €/kWe (1.000 unità/anno) 2.400 €/kWe (3.000 unità/anno) 1.600 €/kWe (10.000 unità/anno)
<b>Progetti in atto</b>	Spagna (ANDASOL – 32 MWe) Egitto (135 MWe) Marocco (150 MWe) India (140 MWe) Messico (310 MWe)	Spagna (SOLAIR – 3 MWe) (RETOS – 1 MWe) (SIREC) Israele (DIAPR) (SOLASYS)	Germania (9-10 kWe/unità) Spagna (25 kWe/unità) USA (25 kWe/unità) Australia (“Big dish project” da 150 kWe)
<b>Punti deboli</b>	Prematura degradazione dei tubi di assorbimento Possibile rottura degli specchi riflettenti in caso di forti raffiche di vento Temperatura max di processo intorno a 400 °C	Presenza di soli impianti pilota Potenzialità di riduzione dei costi ancora da verificare Non si sono ancora raggiunti volumi di produzione industriali	Commercializzazione ancora non raggiunta Assenza di test sulla durata degli impianti Bassa efficienza in caso di sistemi ibridi Sistemi di immagazzinamento energetico inadeguati
<b>Politiche di mercato</b>	Ricerca di sinergia tra sviluppo tecnologico ed accettabilità di mercato Ottimizzazione di impianti di cogenerazione Incremento qualitativo dei collettori Incremento degli impianti a ciclo Rankine compresi tra i 30 MWe e i 200 MWe Sviluppo ed applicazione di sistemi di immagazzinamento energetico efficienti	Miglioramento degli eliostati e dei ricevitori grazie allo sfruttamento delle proprietà termiche ed ottiche Incremento dell'affidabilità degli impianti Miglioramento dei processi tramite selezione dei mezzi di trasmissione del calore Incremento dell'integrazione del sistema	Miglioramento delle proprietà ottiche degli specchi Sviluppo di un sistema di controllo a distanza Miglioramento del sistema tramite l'uso di motori a ciclo Stirling e Brayton-Joule Ottimizzazione del livello di integrazione del sistema

Fonte: “The Future for renewable energy 2”, EUREC Agency, James & James Ltd, London, 2002

### Box - Ottica senza immagini

L'ottica senza immagini è una disciplina scientifica nata a metà degli anni 60 a seguito degli studi condotti indipendentemente da tre scienziati, V.K. Baranov, Maring Ploke e Roland Winston. Essa tratta il modo ottimale di trasferire una radiazione luminosa da una sorgente ad un ricevitore. I principi su cui si basa consentono di realizzare sistemi che concentrano ed intensificano la radiazione in modo più efficiente rispetto alle lenti ed ai concentratori costruiti sui principi dell'ottica con immagini. Lo scopo di questi sistemi è di catturare la radiazione e non di ottenere un'immagine, come nel caso di uno specchio tradizionale. La loro applicazione spazia dalla fisica delle alte energie, all'astrofisica, al settore commerciale dell'energia solare.

Il primo "Non-imaging Concentrator" fu realizzato dal prof. Winston nel 1965 per misurare la debolissima radiazione nucleare associata all'effetto Cerenkov, nel corso di esperimenti di fisica delle alte energie. Oggi quel concentratore viene comunemente chiamato "Concentratore Parabolico Composto", ed è un componente che sta rivoluzionando la progettazione e la realizzazione dei sistemi solari, da quelli solari termici e fotovoltaici, a quelli per l'illuminazione naturale, con lo sviluppo di efficienti riflettori di luce naturale (basta pensare al percorso della radiazione in senso inverso rispetto a quello che interessa nel caso della concentrazione), chiamati anche "anidolici" (dal greco an = senza e eildon = immagine).

Per meglio far comprendere le potenzialità della "Non-imaging Optics", è bene citare un esempio concreto. Il gruppo guidato dal prof. Winston, infatti, è riuscito ad ottenere, sul terrazzo dell'Università di Chicago, livelli di concentrazione della luce del sole tali che l'intensità supera il 15% di quella riscontrabile sulla superficie del sole stesso. Questo risultato, per i limiti posti dalle leggi della termodinamica, non potrebbe mai essere raggiunto con un concentratore con immagine.

I concentratori realizzati in base ai principi dell'ottica senza immagini, quindi, concentrano la luce in modo molto più efficiente dei normali specchi e lenti, che formano immagini. Un concentratore non focalizzante è come un imbuto: la luce che entra nel concentratore attraverso un'ampia sezione viene riflessa in modo da uscirne attraversando un'area molto più ridotta. Questo processo distrugge l'immagine della sorgente, ma in un "forno solare" non interessa ottenere un'immagine, bensì concentrare al massimo l'intensità della radiazione solare per unità di superficie.

Il principio su cui si basa la progettazione della maggior parte dei dispositivi ottici senza immagini è dato dall'uso di un raggio di luce, che definisce l'area limite del cono di luce ("raggio limite"). Per mezzo della riflessione o della rifrazione appropriata di questo particolare raggio luminoso, si possono ottenere i risultati cercati, quali la massima concentrazione della radiazione o un'illuminazione uniforme.

Negli Stati Uniti è stata costituita la "Solar Enterprises International", una società finalizzata proprio alla fabbricazione di collettori solari basati sull'ottica senza immagini. Qui si costruiscono prototipi di collettori a tubo in quarzo, aventi alto coefficiente di assorbimento e basso indice di emissività, con dei riflettori argentati inseriti al loro interno, che sfruttano i principi dell'ottica senza immagini per massimizzare la concentrazione della radiazione luminosa.

Qui si stanno sviluppando molteplici tipologie di concentratori senza immagine, tra cui ICPC (Integrated Compound Parabolic Concentrator) e VAC (Variable Angle Concentrator)

## 8.6. IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI

Il solare fotovoltaico si distingue, nel panorama delle fonti rinnovabili, per la sua capacità di produrre energia elettrica in modo modulare, senza alcuna forma d'inquinamento, né acustico, né termico, né di altro tipo (non vi sono parti in movimento, il processo di conversione dell'energia avviene a temperatura ambiente e non vengono bruciati combustibili) e con una richiesta di manutenzione molto contenuta.

La tecnologia fotovoltaica, infatti, è caratterizzata da un processo di conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, il quale avviene integralmente all'interno della cella (o dispositivo fotovoltaico). Essa costituisce l'atomo di un impianto, la cui potenza nominale può quindi variare da pochi mW alla decina di MW. Inoltre, essendo la fonte solare diffusa sul territorio e con livelli d'insolazione quasi sempre compatibili al fotovoltaico, è anche possibile produrre in loco, e nelle quantità volute, l'energia richiesta dall'utenza.

La tecnologia fotovoltaica è molto giovane; essa risale alla fine degli anni 50, in cui iniziò ad essere utilizzata nell'ambito dei programmi spaziali, per i quali era necessario disporre di una fonte di energia affidabile e inesauribile, e solo nei primi anni 80 (essenzialmente a seguito della prima crisi petrolifera) si è rapidamente affermata anche nel settore delle applicazioni terrestri.

In generale, vengono seguite due linee di sviluppo per i sistemi di produzione, oltre a quella afferente allo spazio. La prima, relativa a impianti di grossa taglia (con potenze nominali comprese tra le centinaia e le migliaia di kW), è finalizzata alla produzione di energia prevalentemente a sostegno di reti deboli, quali quelle delle isole minori; nel corso di questi ultimi anni, questi sistemi di potenza sono stati sempre più affiancati dalla cosiddetta generazione distribuita, cioè si è affermato il ricorso a piccoli impianti fotovoltaici (di potenza nominale di poche decine di kWp al massimo), connessi alla rete elettrica di distribuzione.

La seconda linea di sviluppo riguarda, invece, gli impianti per l'alimentazione di utenze isolate, sia nel campo residenziale, sia in quello industriale (telecomunicazioni, segnaletica ecc.).

Sebbene la tecnologia fotovoltaica non sia ancora matura, e quindi non competitiva con le altre fonti rinnovabili come l'eolico e il solare termico a bassa temperatura, essa comunque, grazie ad alcune peculiarità che la distinguono, risolve efficacemente i problemi di elettrificazione rurale nei paesi in via di sviluppo e comincia a concretizzarsi nelle realtà più industrializzate, sia attraverso l'integrazione negli edifici (tetti e facciate fotovoltaiche), sia per la realizzazione di impianti di potenza.

Infatti, proprio grazie alle sue forti potenzialità di sviluppo tecnologico e alle caratteristiche intrinseche come la modularità e la semplicità di utilizzo, essa rappresenta oggi, da un lato, la tecnologia di più immediata integrazione nelle strutture edilizie nel settore residenziale, dei servizi e dell'arredo urbano e, dall'altro, un valido contributo al soddisfacimento della sempre crescente domanda energetica: sono recenti, infatti, gli annunci di due "utilities" statunitensi (in California ed Arizona) relative alla imminente installazione di centrali da 5 e 4 MWp rispettivamente.

### 8.6.1. La situazione italiana nel contesto internazionale

Il mercato fotovoltaico mondiale ha conosciuto negli ultimi anni notevoli sviluppi con tassi di crescita annuali medi, nell'ultimo periodo, di oltre il 30%; la capacità produttiva è passata dai 45 MW del 1990 agli oltre 500 MW del 2002, mentre alcune stime non ufficiali parlano di circa 700 MW nel 2003.

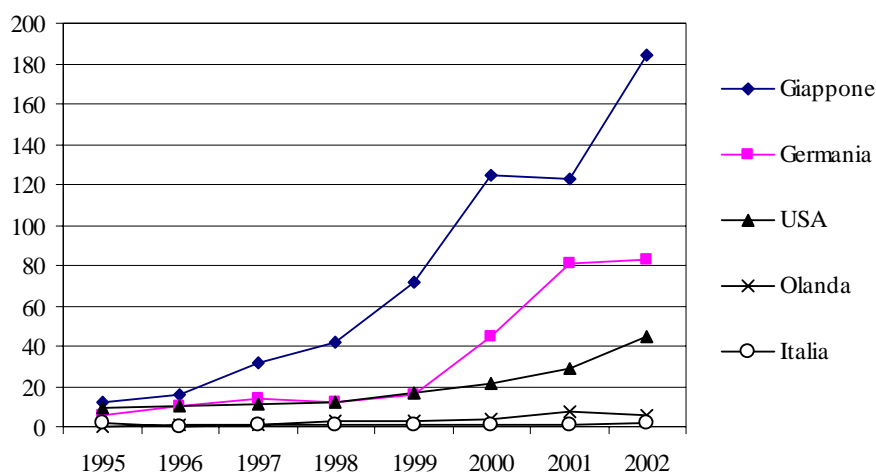
In tabella 8.6.1 sono riportate le potenze installate in Paesi membri dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE, organismo OCSE) dal 1993 al 2001; in figura 8.6.1 l'andamento, nello stesso arco di tempo, di tali installazioni in Italia è confrontato con quello dei quattro paesi in cui si è maggiormente sviluppato il fotovoltaico: Giappone, Germania, USA e Olanda.

Tabella 8.6.1 – Potenza fotovoltaica installata nei paesi AIE nel periodo 1993-2002 (MWp)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Giappone	5,27	6,97	12,14	16,26	31,66	42,1	71,9	124,7	122,8	184,042
Germania	3,281	3,54	5,35	10,1	14	12,01	15,6	44,3	80,9	82,6
USA	6,8	7,5	9	10,4	10,8	12,1	17,2	21,5	29	44,4
Olanda	0,371	0,322	0,437	0,857	0,779	2,444	2,715	3,564	7,741	5,826
Australia	1,6	1,8	2	3	3	3,82	2,8	3,89	4,39	5,53
Francia	0,299	0,388	0,515	1,454	1,712	1,512	1,49	2,21	2,569	3,341
Austria	0,244	0,295	0,298	0,378	0,469	0,653	0,811	1,228	1,7	2,4
Italia	3,6	2,01	1,705	0,213	0,701	0,971	0,795	0,525	1	2
Svizzera	1,065	0,917	0,791	0,909	1,332	1,776	1,9	1,9	2,3	1,9
Canada	0,28	0,27	0,35	0,7	0,82	1,09	1,356	1,328	1,646	1,197

Fonte: AIE-PVPS 2003

Figura 8.6.1 - Andamento del fotovoltaico in alcuni paesi AIE, anni 1993- 2001 (MWp)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati AIE 2003

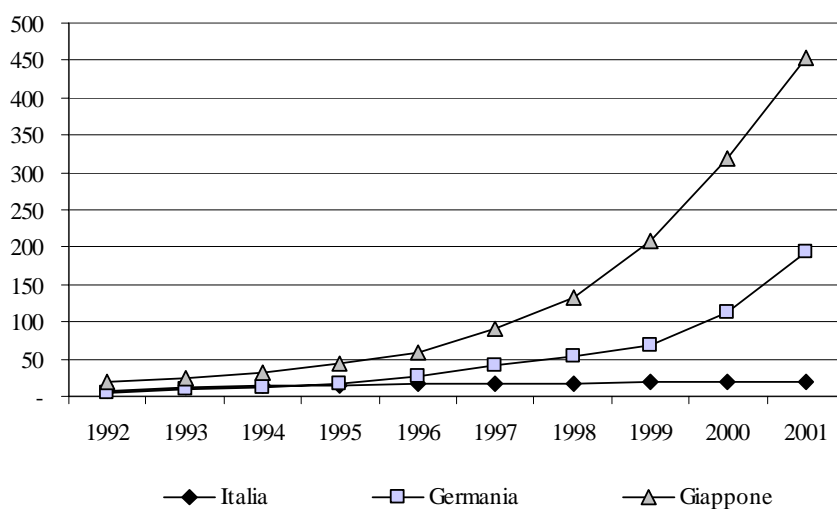
Alcuni paesi con un elevato livello di industrializzazione, come il Giappone, gli USA e la Germania, investono da tempo nel settore fotovoltaico attraverso consistenti programmi di finanziamento alla ricerca e di sostegno della domanda. Ma più recentemente, anche altri paesi, come l'Austria, la Svizzera, l'Olanda, la Spagna e l'Australia hanno approntato ambiziosi programmi nazionali in questo settore, attraverso i quali è ipotizzabile conseguire anche alcuni vantaggi competitivi sul mercato internazionale.



In particolare, è stato intrapreso in Germania un programma d'investimento riguardante i tetti fotovoltaici, che ha previsto la concessione da parte della Banca Statale di prestiti a interesse zero a favore d'installazioni con potenze a partire da 1 kWp. Il successo di questo programma è legato soprattutto al passaggio da una logica in conto capitale<sup>1</sup> ad una in conto energia<sup>2</sup>, alla sua indipendenza dal budget annuale dello Stato o delle Regioni, a una maggiore garanzia sull'affidabilità degli impianti realizzati, a una procedura più snella – non dovendo passare attraverso amministrazioni pubbliche – e a una durata pluriennale, che permette alle imprese di programmare gli investimenti.

Il Giappone, invece, ha adottato una politica di incentivazione in conto capitale interna e un'azione alquanto protezionistica sul proprio mercato, che ha consentito un ingente sviluppo dell'industria nazionale, che ha facilmente conseguito la leadership mondiale in questo settore<sup>3</sup>. Il principale risultato del programma è stato rappresentato dall'abbattimento dei costi di realizzazione degli impianti. I motivi di ciò sono da ritrovarsi nell'effetto scala, legato al fortissimo sviluppo dell'industria nazionale e del mercato interno, e nel coinvolgimento delle grandi imprese di costruzione nell'integrazione del fotovoltaico nei nuovi edifici<sup>4</sup>. Inoltre, grazie alla riduzione dei costi d'impianto e al successo dell'iniziativa nel pubblico, è stata possibile una riduzione progressiva delle percentuali di contributo pubblico al programma dal 70% del 1994 al 30% del 2001. Gli effetti delle politiche di incentivazione adottate in Giappone e in Germania hanno contribuito, d'altra parte, a determinare la particolare crescita che si è verificata in questi due paesi nel corso degli ultimi 10 anni e che è rappresentata in figura 8.6.2.

Figura 8.6.2 - Installazioni fotovoltaiche in Giappone, Germania e Italia, anni 1992-2001 (kW)



Fonte: elaborazione su dati IEA

<sup>1</sup> Finanziamento a fondo perduto di una parte dell'investimento.

<sup>2</sup> Tariffa agevolata per l'energia prodotta dall'impianto.

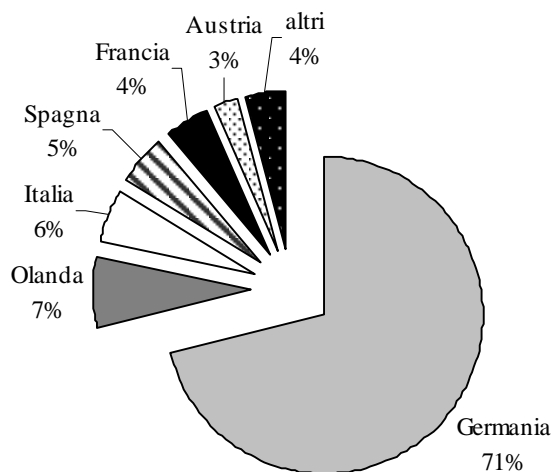
<sup>3</sup> Nel 2002 in Giappone sono stati prodotti 260 MW, circa il 54% del mercato mondiale riferito allo stesso anno.

<sup>4</sup> L'integrazione dei sistemi fotovoltaici nelle strutture edilizie, in corso sia di realizzazione che di ristrutturazione, potrebbe ridurre del 25-35% i costi complessivi che dovrebbero essere sostenuti in caso applicazioni "retrofit" (installazione del fotovoltaico in strutture esistenti).

Come si vede in figura 8.6.3 è la Germania, con il 71% della produzione, a detenere in Europa la posizione di leadership nella produzione di moduli fotovoltaici.

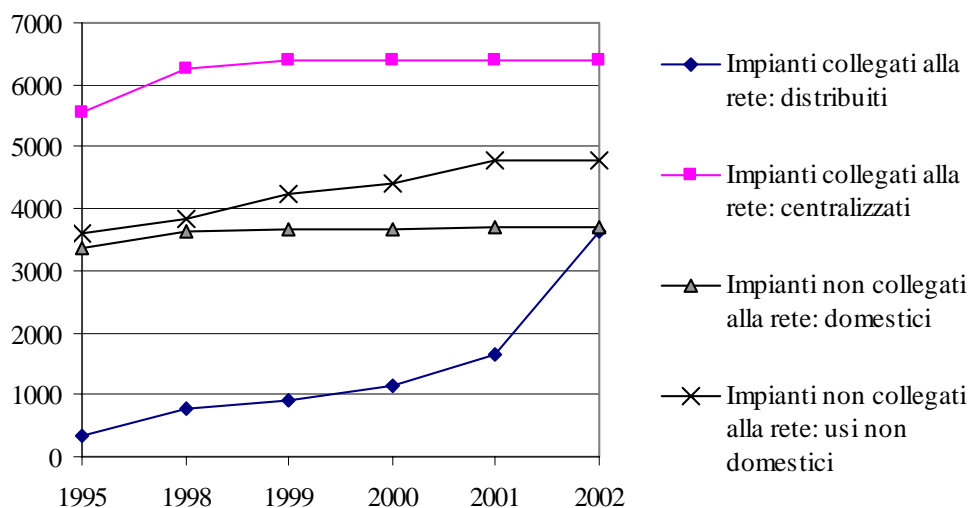
Nella figura 8.6.4 è rappresentato l'andamento dell'energia elettrica prodotta in Italia con sistemi fotovoltaici dal 1995 al 2002 in relazione alle principali tipologie di impianto.

Figura 8.6.3 - Produttori di moduli fotovoltaici, Europa, anno 2002



Fonte: elaborazione su dati "EUR Observ'ER"

Figura 8.6.4 - Produzione di energia elettrica per tipologia di impianto fotovoltaico dal 1995 al 2002 (MWh/anno)



Fonte: elaborazioni ENEA da fonti varie

In Italia, già dal 1988, il Piano Energetico Nazionale, nell'intento di diversificare le fonti di produzione e di ridurre la percentuale di energia importata, attribuiva al fotovoltaico un ruolo rilevante nell'ambito delle fonti rinnovabili, definendo diverse azioni per il suo sviluppo.

Tali azioni hanno iniziato a concretizzarsi però solo nel 2001, quando è stato definito e avviato il "Programma Tetti Fotovoltaici", promosso ed in parte finanziato dal Ministero dell'Ambiente, con il supporto anche economico delle Regioni e delle Province Autonome.

Il Programma, concepito di durata pluriennale, mira alla diffusione della tecnologia fotovoltaica mediante la concessione di contributi pubblici in conto capitale per la realizzazione di impianti di potenza compresa tra 1 kWp e 50 kWp, collegati alla rete elettrica e preferibilmente integrati nelle strutture edili. In tabella 8.6.2 è sintetizzato il quadro delle iniziative del Programma relative al periodo 2001-2004.

Per quanto riguarda il medio termine, l'Italia, con la delibera CIPE 126 del 1999 che approva il Libro Bianco Italiano, ha assunto come obiettivo di diffusione della tecnologia fotovoltaica l'installazione di 300 MWp al 2008-2012.

Tabella 8.6.2 - Il Programma del Ministero dell'Ambiente nel settore fotovoltaico (2001-2004)

Programmi	Destinatari	Risorse MATT e Regioni (M€)	Contributo (%)	Installazioni previste (MW)
<b>Bando nazionale (2001)</b>	Enti locali, Università	10,5	75%	1,7
<b>Bandi regionali (2002-2003)</b>	Tutti	30	70%	6
<b>Bandi regionali (2003-2004)</b>	Tutti	48	65%	11
<b>Rifinanziamento</b>	Enti locali, Università	19	75%	3,2
<b>Bando alta valenza architettonica</b>	Enti locali	1,6	85%	0,15
<b>Fondo 598 Ambiente</b>	Piccole-medie imprese	10	60%	3
<b>Totale</b>		<b>119,1</b>		<b>25,5</b>

Fonte: elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

### 8.6.2. La tecnologia fotovoltaica

Dal punto di vista fisico, la conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene nella cella fotovoltaica. Al di là di quelle che possono essere le numerose varianti (tipicamente sperimentate nei laboratori di ricerca e sviluppo) sui singoli passi di processo per la realizzazione dei diversi tipi di dispositivi fotovoltaici, in termini di produzione commerciale sono oggi disponibili due tecnologie: la prima, basata sul silicio cristallino (mono- e multi-cristallino), e la seconda, detta "delle celle a film sottile". I moduli fotovoltaici realizzati con dispositivi al silicio cristallino detengono circa l'85% del mercato mondiale, mentre la restante parte del mercato riguarda essenzialmente quelli al silicio amorfo e, solo marginalmente, quelli basati su celle a film sottile policristallino.

Circa la fabbricazione delle celle al silicio cristallino, esse sono ottenute attraverso il taglio di un singolo cristallo di silicio o di un lingotto di silicio multi-cristallino; le fette così ottenute (di spessore compreso tra 250 e 350 µm circa) vengono sottoposte a un processo ad alta temperatura (dell'ordine di 800-900 °C) per il compimento di due fasi essenziali: il "drogaggio" e la "contattatura".

Il primo consiste, in pratica, nell'inserimento nella struttura cristallina del silicio di alcune impurezze (atomi di boro e di fosforo) per formare la classica giunzione p-n: si genera così all'interno del dispositivo un campo elettrico che contribuirà alla separazione delle cariche elettriche fotogenerate, cioè gli elettroni da un lato e le lacune dall'altro, che si rendono disponibili quando la cella viene esposta alla luce.

L'altro trattamento fondamentale affinché una cella possa funzionare, è la formazione dei due contatti elettrici: l'uno obbligatoriamente a forma di "griglia" sul fronte della cella (altrimenti il dispositivo non vedrebbe la luce solare) e l'altro di qualsiasi forma sul retro. È proprio attraverso questi contatti che avviene la raccolta delle cariche generate per effetto dell'esposizione alla luce e, quindi, la circolazione della corrente elettrica nel carico, cioè l'utilizzatore collegato alla cella.

Nel caso dei dispositivi a film sottile, uno strato di materiale semiconduttore (nella grandissima parte dei casi si tratta di silicio amorfo) è depositato su una lastra di vetro, o su una sottile lamina di metallo o di altro materiale flessibile, che agisce da supporto. Se, per esempio, il dispositivo al silicio amorfo viene cresciuto su vetro, il contatto frontale è tipicamente realizzato mediante un ossido trasparente e conduttore (noto come TCO), depositato sull'intera superficie del substrato; quindi, viene formata la giunzione p-n, non tramite il "drogaggio", ma depositando in sequenza silicio amorfo di tipo p intrinseco e di tipo n intrinseco e, infine, il contatto posteriore, sempre mediante deposizione di un opportuno metallo. In questo modo, cioè attraverso fasi di deposizioni e asportazioni dei materiali, è possibile realizzare direttamente moduli fotovoltaici di dimensioni tipicamente di 0,5 m<sup>2</sup> e fino a un massimo di 1-2 m<sup>2</sup>.

In generale, le tecnologie a film sottile promettono un'ampia diffusione dell'integrazione dei sistemi fotovoltaici negli edifici, mettendo a disposizione dei progettisti elementi fotovoltaici esteticamente attraenti, flessibili e non molto più costosi di quelli normalmente impiegati per realizzare componenti dell'involucro esterno e delle coperture dei fabbricati, come: tamponature, vetrate semitrasparenti, frangisole, lucernari, tegole ecc. Inoltre, il processo di fabbricazione dei dispositivi a film sottile, e in particolare quello del silicio amorfo, rispetto alla tecnologia del silicio cristallino è, in generale, più semplice, a più basso contenuto energetico e con un più contenuto utilizzo del materiale semiconduttore.

Possiede, pertanto, tutti i principali requisiti di competitività economica, ma va notato che la tecnologia attualmente in uso non consente, a causa del degrado delle prestazioni nel tempo del materiale sotto illuminazione, di raggiungere le efficienze di conversione tipiche dei dispositivi al silicio cristallino.

L'energia che si può ottenere con il fotovoltaico dipende dalle caratteristiche del materiale impiegato per la fabbricazione del dispositivo e, ovviamente, a parità di caratteristiche, da come e quanto "bene" esso viene realizzato: l'efficienza di conversione (percentuale di energia contenuta nella radiazione solare che viene convertita in energia elettrica utilizzabile) per celle commerciali al silicio è, in genere, compresa tra il 13% e il 17%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto in celle di GaAs (arseniuro di gallio) valori del 35%.

La tipica cella fotovoltaica commerciale al silicio ha uno spessore complessivo compreso tra 0,25 mm e 0,35 mm, ha generalmente una forma quadrata con superficie compresa tra 100 cm<sup>2</sup> e 225 cm<sup>2</sup> e, se esposta a un irraggiamento pari a 1 kW/m<sup>2</sup> e lavorando a una temperatura di 25 °C, presenta una corrente tra i 3 A e i 4 A, una tensione di circa 0,6 V e una potenza dell'ordine di 1,5-2 Wp. È evidente che, dal punto di vista delle applicazioni fotovoltaiche, è necessario un opportuno collegamento in serie/parallelo delle celle, affinché si possano raggiungere le potenze di volta in volta risultanti dal progetto dell'impianto, con i valori di corrente e tensione attesi.

Ne consegue che sul mercato, di fatto, sono disponibili quasi esclusivamente moduli fotovoltaici con tensione di lavoro tipicamente di 12 V e potenze nominali di 50-70 Wp.

Una particolare attenzione della ricerca nel campo dei film sottili per applicazioni fotovoltaiche è rivolta al silicio microcristallino, un materiale che, rispetto al silicio amorfo, ha caratteristiche strutturali tali da consentire la realizzazione di dispositivi con un'efficienza stabile più elevata.

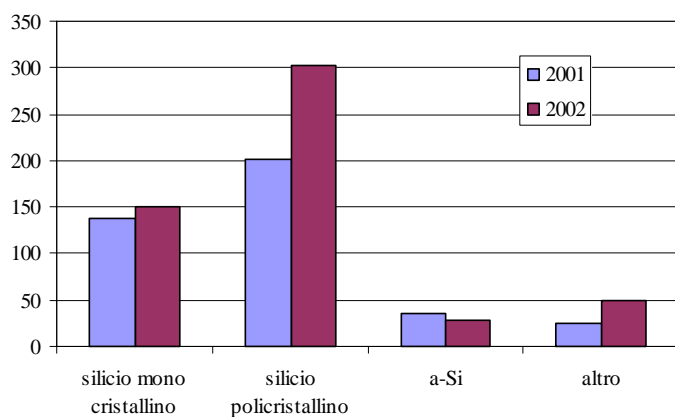
Buoni risultati in tal senso sono stati ottenuti da ricercatori europei e giapponesi con le celle “micromorph”, dispositivi tandem di silicio microcristallino con una *top cell* di silicio amorfo.

Lo sviluppo di una tecnologia di preparazione di film sottili di silicio microcristallino su larga area, consentirebbe di realizzare dispositivi fotovoltaici su substrati economici come il vetro, e flessibili come la plastica o l'acciaio in fogli, conservando i vantaggi economici e tecnologici del silicio amorfo: produzioni di massa a basso costo, disponibilità delle materie prime, buona compatibilità ambientale.

Il progetto TEFIS (TEcnologie fotovoltaiche a Film Sottile) avviato in ENEA vuole dare un impulso in questa direzione, svolgendo attività di R&S di tecnologie di preparazione di film sottili di silicio microcristallino per realizzare dispositivi fotovoltaici multigiunzione, con efficienza elevata ma soprattutto stabile, e attività di qualificazione di sistemi fotovoltaici. Infatti un altro fattore chiave per la diffusione del fotovoltaico è l'affidabilità del sistema fotovoltaico a lungo termine (25-30 anni), che significa avere impianti che a fine vita producono non meno dell'80% dell'energia elettrica che producevano all'inizio. A questo fine è importante mettere a punto procedure di qualificazione di tutti i componenti (moduli, inverter ecc.), presi singolarmente e integrati in un impianto, con test accelerati per stabilire la resistenza a cicli termici, meccanici, elettrici ecc. I sistemi che supereranno le procedure di qualificazione daranno agli utenti ampie garanzie di qualità, affidabilità e durata.

Bisogna ricordare, infine, l'intensa attività di ricerca che sta portando a sostanziali progressi nello sviluppo di celle al tellurio di cadmio (CdTe) di diseleniuro di indio e rame (CIS) e degli altri film sottili policristallini, anche ad alta efficienza. I moduli CdTe stanno, infatti, dimostrando un andamento stabile durante i vari test di accelerazione e, in ambito di produzione industriale, celle aventi superficie pari a 0,5 cm<sup>2</sup> hanno raggiunto livelli di efficienza dell'ordine del 10%.

Figura 8.6.5 – Mercato della produzione per tipologia di celle fotovoltaiche anni 2001-2002 (MW)



Fonte: elaborazione su dati “EUR Observ’ER”

### 8.6.3. *Il fotovoltaico a concentrazione: il progetto PhoCUS dell'ENEA*

Tra le linee strategiche di ricerca intraprese a livello internazionale nel settore fotovoltaico al fine di accelerare il processo di riduzione dei costi di questa tecnologia, si sta lavorando, oltre che sull'aumento dell'efficienza delle diverse tipologie di celle, anche sul fotovoltaico a concentrazione, considerato come un'interessante opzione per ridurre in maniera significativa l'incidenza della parte fotovoltaica, che verrebbe sostituita con materiali semi-convenzionali meno costosi.

Nel fotovoltaico a concentrazione, la radiazione solare non incide direttamente sulle celle, ma viene concentrata da opportune lenti o altri dispositivi ottici: in pratica, è come se le celle fossero investite non dalla radiazione proveniente da un unico sole ma da più soli (da poco meno di una decina fino circa 800, a seconda del dispositivo ottico utilizzato) con una conseguente riduzione dell'area di moduli fotovoltaici da utilizzare.

La progettazione di un sistema fotovoltaico a concentrazione si presenta un po' più complessa rispetto a quella di un impianto fotovoltaico piano. Tra i principali: la struttura di cella si presenta più sofisticata per poter ottenere alti valori di efficienza in presenza di una maggiore radiazione solare incidente, il modulo che ospita le celle presenta una maggiore complessità, dovuta alla numerosità dei componenti da assemblare e a problemi di tenuta e di smaltimento del calore e, infine, è necessario utilizzare un sistema di supporto dei moduli capace di "inseguire" il sole durante la giornata, in modo da massimizzare la radiazione incidente.

Anche in ENEA vengono condotte attività in questo specifico settore, nell'ambito del Progetto PhoCUS (Photovoltaic Concentrators to Utility Scale), sia di ricerca e sviluppo, sia di sperimentazione sul campo e dimostrazione. L'obiettivo finale consiste nella verifica della fattibilità tecnica del fotovoltaico a concentrazione e della sua attesa competitività economica rispetto al fotovoltaico convenzionale, attraverso l'individuazione e lo sviluppo di una unità standard, che possa essere impiegata, sia come un sistema autonomo, sia come l'elemento base di un impianto di maggiore dimensione. Le attività R&S, il cui svolgimento vede coinvolti anche alcuni operatori industriali italiani, sono relative ai principali componenti dell'impianto, quali la cella, il dispositivo ottico, il modulo, la struttura ad inseguimento ed il sistema di condizionamento della potenza e sono condotte presso i laboratori dei Centri ENEA di Portici (Napoli) e della Casaccia (Roma).

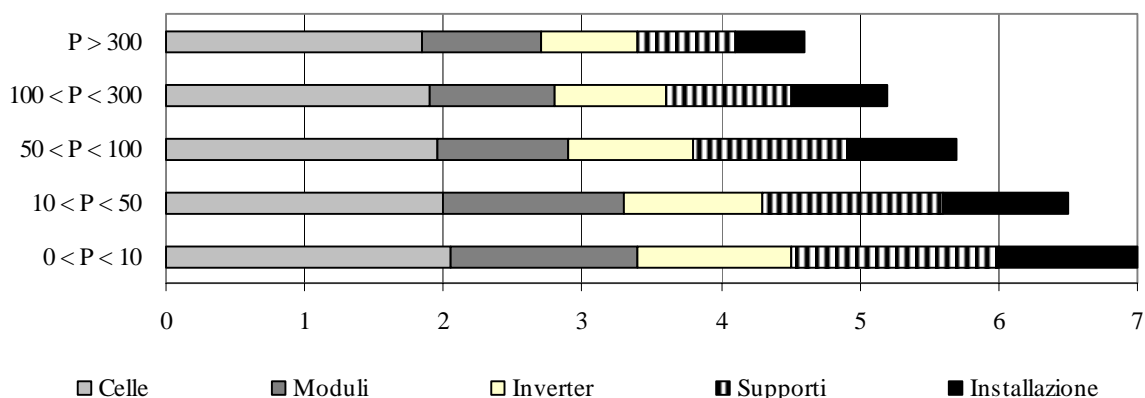
La sperimentazione sarà presto avviata (a Portici e nell'Area Sperimentale di Monte Aquilone dell'ENEA, presso Manfredonia – Foggia) sui primi due prototipi da 5 kWp, che rappresentano l'unità standard sviluppata nell'ambito del Progetto; la dimostrazione, infine, avrà luogo presso l'Area Sperimentale di Monte Aquilone, sito prescelto per l'installazione dell'impianto pilota da 25 kWp, la cui realizzazione è prevista avvenire in fasi successive, in modo che già nell'ambito del presente progetto possano essere apportate tutte le modifiche migliorative che dalle prime prove sperimentali risulteranno necessarie.

### 8.6.4. *Costi*

Per quanto riguarda l'aspetto economico, mentre la maturazione della tecnologia ha portato a una diminuzione dei costi dei moduli di circa 10 volte e al raddoppio del rendimento di sistema in 20 anni, il prezzo attuale dei moduli – di circa 3,5 €/Wp – ed il costo del kilowattora prodotto – intorno a 0,35 € – rimangono troppo elevati per consentire la competitività commerciale, se non in particolari nicchie di mercato o in presenza di meccanismi di incentivazione.

I sistemi fotovoltaici hanno un costo di impianto che può essere schematicamente considerato come composto da alcune voci principali: le celle; il modulo; l'inverter, i supporti; l'installazione e i costi tecnici. La figura 8.6.4 fornisce il costo complessivo indicativo di un impianto fotovoltaico, installato su di una struttura esistente, in funzione della potenza elettrica installata, schematizzata in 5 diverse classi di potenza.

Figura 8.6.4 - Costo indicativo in €/kW di un impianto fotovoltaico in funzione della potenza elettrica installata P (espressa in kW)



Fonte: elaborazione ENEA su dati del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio

La riduzione dei costi della cella è strettamente correlata alla crescita del mercato e, sulla base dell’andamento delle cosiddette “curve di apprendimento”<sup>5</sup>, si può prevedere un dimezzamento entro il prossimo decennio. D’altra parte il miglioramento delle tecnologie di BOS (Balance-Of-System) e la sempre maggiore integrazione dei sistemi nelle strutture edilizie porteranno ulteriori riduzioni nei costi complessivi, a fronte di un continuo miglioramento delle prestazioni, rendendo quindi possibile un ampliamento del mercato.

L’industria fotovoltaica ripone molte speranze sull’effetto sinergico che potranno avere gli incentivi governativi, l’applicazione di norme di protezione dell’ambiente più stringenti e di maggiore sensibilità verso fonti di energia “pulita”, al fine di ottenere economie di scala e divenire di conseguenza competitiva sul mercato energetico.

<sup>5</sup> Si veda in proposito Paragrafo 3.8.1 “Fattore tempo, curva di apprendimento ed evoluzione dei costi interni comparati”.

## 8.7. ENERGIA SOLARE: LE APPLICAZIONI NEL SETTORE CIVILE

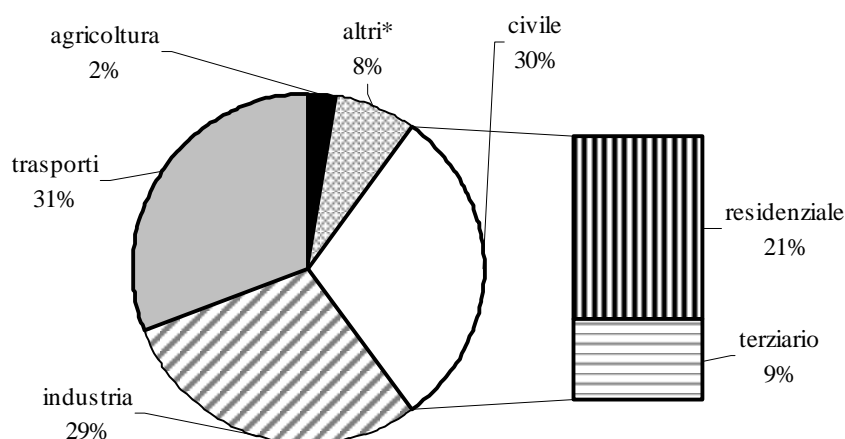
### 8.7.1. Il consumo di energia nel settore civile

Circa un terzo della domanda complessiva di energia nei Paesi membri dell'Unione Europea è destinato alla climatizzazione e all'illuminazione degli edifici. In Italia, come si vede in figura 8.7.1 i consumi energetici nel settore civile nel 2001 sono stati complessivamente pari al 30% degli impieghi totali finali, per il 21% attribuibili al settore residenziale e per 9% al terziario.

Nella tabella 8.7.1 sono riportati i valori dei consumi di energia per fonte di energia nel settore civile per l'anno 2001, suddivisi nei due settori di impiego finale: residenziale e terziario.

Si nota, anche nel settore residenziale, una elevata incidenza del ricorso all'energia elettrica (18,5%), fonte a cui si ricorre, come vedremo in dettaglio nel seguito, oltre per i cosiddetti "usi elettrici obbligati" (illuminazione e vari dispositivi elettrici) anche per il riscaldamento di acqua calda sanitaria. Dati non ufficiali parlano infatti di circa 8 milioni di scaldabagni elettrici installati in Italia, con prevalenza nel Centro-Sud.

Figura 8.7.1 - Distribuzione percentuale per settori di impiego finale dell'energia in Italia (2001)



altri\* = bunkeraggi e impieghi non energetici

Fonte: elaborazione ENEA su dati Ministero Attività Produttive

Tabella 8.7.1 - Consumi energetici per fonte nel settore civile in Italia (Mtep) – Anno 2001

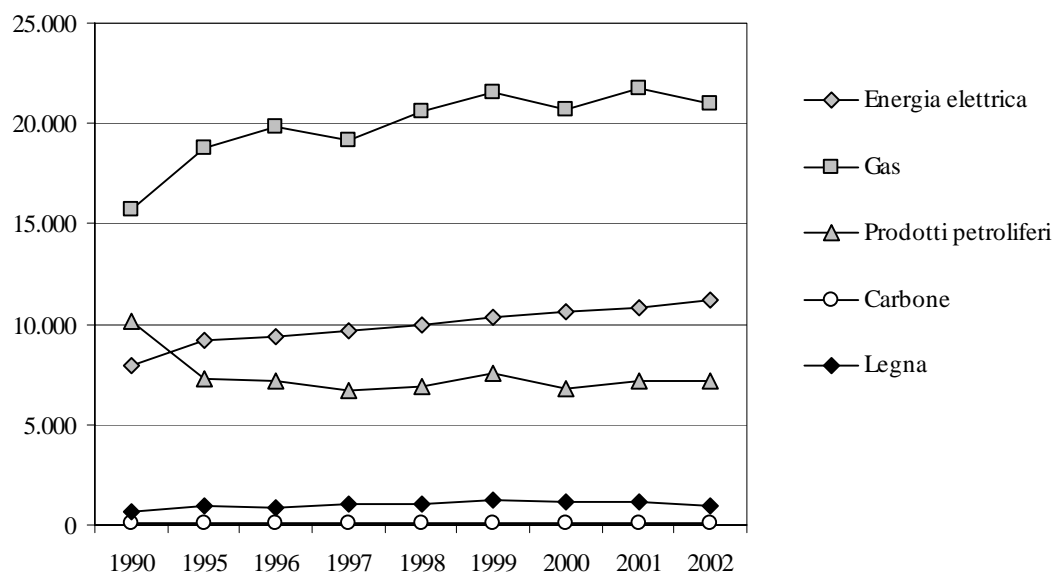
Fonte energetica	Residenziale		Terziario		Totale (Mtep)
	(Mtep)	%	(Mtep)	%	
<b>Gas</b>	16198	56,5%	5572	44,8%	21770
<b>Prodotti petroliferi</b>	5944	20,7%	1281	10,3%	7225
<b>Energia elettrica</b>	5294	18,5%	5576	44,8%	10870
<b>Carbone</b>	69	0,2%	6	-	75
<b>Legna</b>	1176	4,1%	7	0,1%	1183
<b>Totale</b>	<b>28680</b>		<b>12441</b>		<b>41122</b>

Fonte: elaborazione ENEA su dati Ministero Attività Produttive



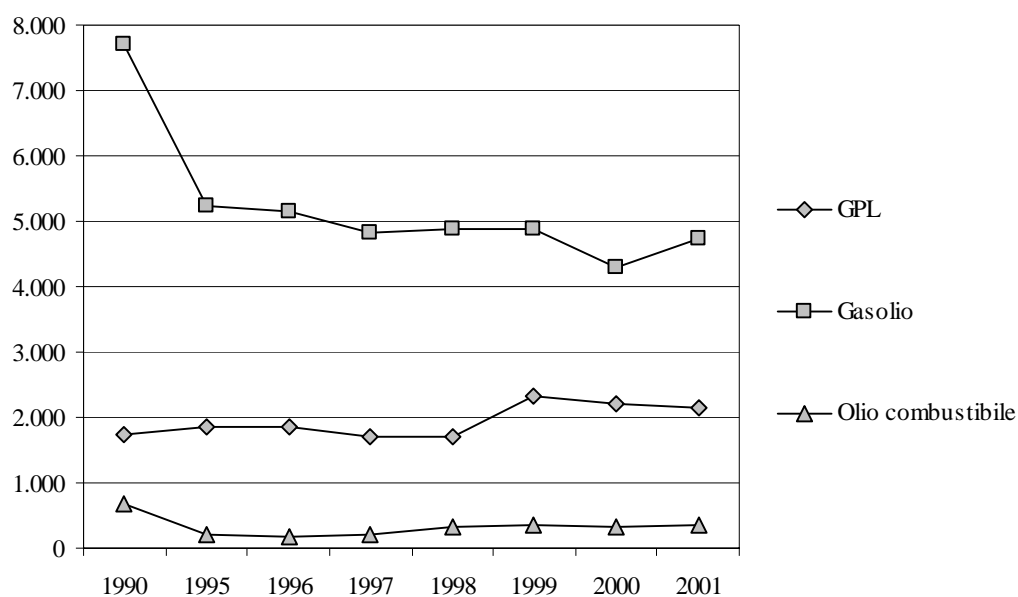
La figura 8.7.2 mostra l'andamento dei consumi di energia nel settore civile per fonte nel periodo 1990-2001 mentre nella figura 8.7.3 è descritta la variazione della composizione dei prodotti petroliferi, da cui si evince come la contrazione dei consumi di prodotti petroliferi sia sostanzialmente ascrivibile alla diminuzione del ricorso al gasolio.

Figura 8.7.2 - Consumi di energia nel settore civile per fonte. Italia anni 1990-2002 (ktep)



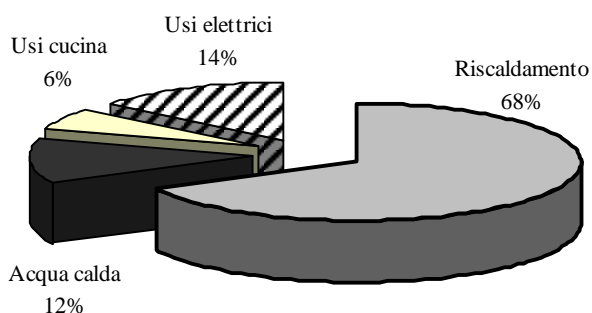
Fonte: elaborazione ENEA da fonti varie

Figura 8.7.3 - Consumi di prodotti petroliferi nel settore civile, Italia anni 1990-2001 (ktep)



Fonte: elaborazione ENEA da fonti varie

Figura 8.7.4 - Percentuale dei consumi nel settore residenziale per uso finale, Italia 2001



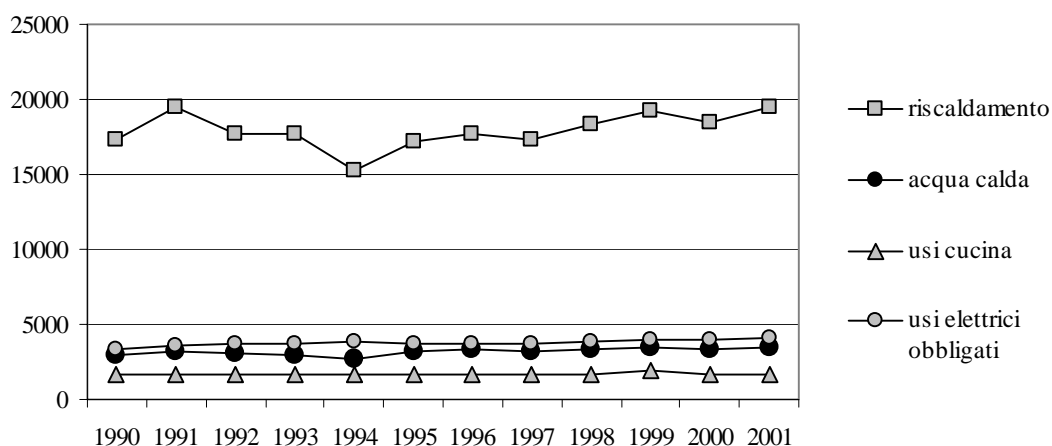
Fonte: elaborazione ENEA da fonti varie

La figura 8.7.4 mostra la distribuzione della domanda di energia per uso finale nel settore residenziale nel 2001, dove si nota la netta prevalenza dei consumi per riscaldamento.

#### 8.7.1.1. Il riscaldamento ambientale nel settore residenziale

L'andamento dei consumi di energia in Italia nel settore residenziale per funzione d'uso nel periodo 1990-2001 (figura 8.7.5), al di là della prevedibile variabilità stagionale dei consumi per riscaldamento, mostra la sostanziale costanza degli altri usi compresi i cosiddetti "usi elettrici obbligati". Pur non essendo disponibili dati ufficiali in proposito è noto però che, nello stesso periodo, e con maggiore evidenza negli ultimi anni, sia aumentato il ricorso all'energia elettrica connesso al diffondersi dei climatizzatori estivi. Il fatto che il valore totale dei consumi elettrici non abbia apparentemente risentito di questo aumento può essere attribuito al contemporaneo miglioramento dell'efficienza negli usi elettrici. La crescita della domanda elettrica, connessa alla climatizzazione estiva, è riscontrabile analizzando i dati del GRTN relativi alle curve di carico dei giorni di punta massima del fabbisogno che, fino al 2001 si sono verificate in inverno (il 20 dicembre nel 2000 e il 12 dicembre nel 2001) ma il 21 giugno nel 2002 e il 23 luglio nel 2003.

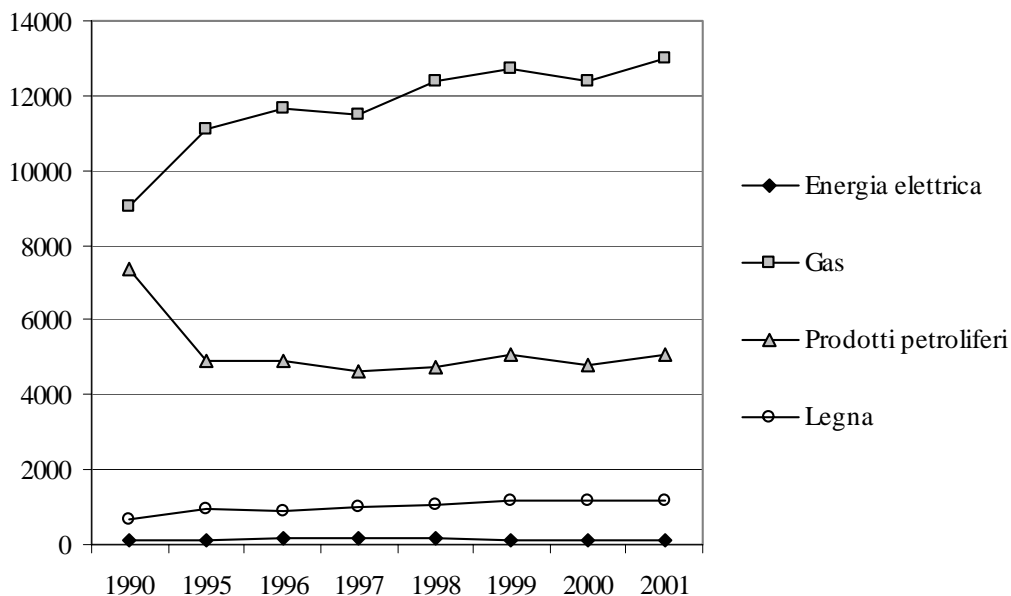
Figura 8.7.5 - Consumi per funzione d'uso nel settore residenziale, Italia 1990-2001 (ktep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati NAM ed Eni-Enel

In figura 8.7.6 è rappresentata la variazione dei consumi per il solo riscaldamento ambientale; si nota, tra il 1990 e il 2001, il graduale aumento del ricorso al gas a spese dei prodotti petroliferi, tra i quali è prevalente il ricorso al gasolio (pari al 75% nel 2001). Nella figura è stato trascurato il carbone, la cui incidenza tra il 1990 e il 2001 si è aggirata tra lo 0,3% e lo 0,6%.

Figura 8.7.6 - Consumi per riscaldamento per fonte di energia, Italia 1990-2001 (ktep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati NAM ed Eni-Enel

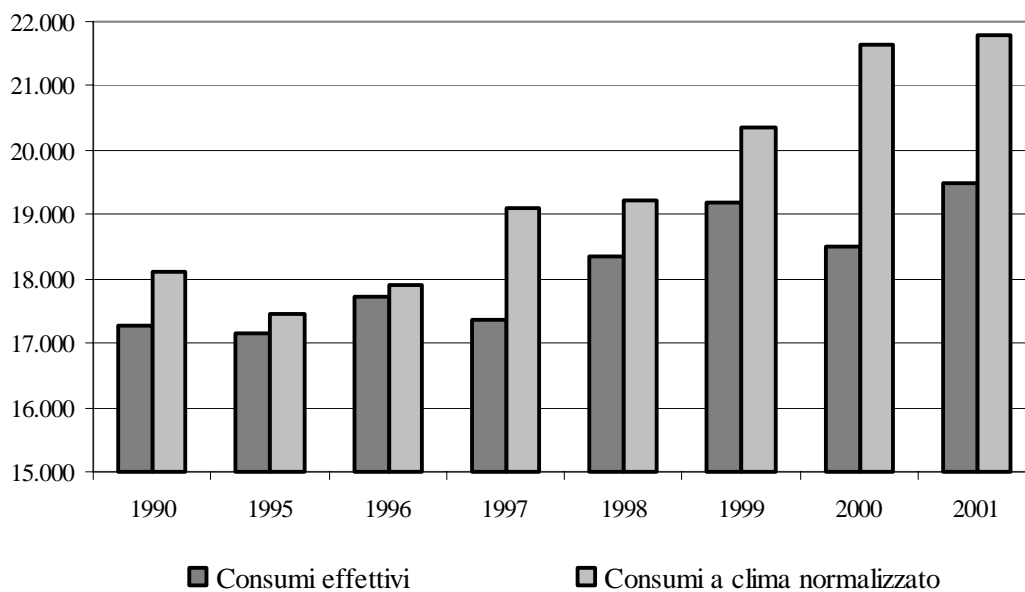
L'elevata incidenza dei consumi per riscaldamento rispetto ai consumi totali del residenziale è da attribuire prevalentemente alle caratteristiche strutturali degli edifici; ciò è ancora più evidente se si analizzano dati di consumo in cui si sia scorporata la componente climatica.

La figura 8.7.7 mostra l'andamento dal 1990 al 2001 dei consumi energetici per riscaldamento effettivi, e di quelli "a clima normalizzato", cioè "depurati" della componente climatica, calcolati sulla base di "GG relativi" ricavati a partire dai dati diffusi da Eurostat per le diverse regioni italiane<sup>1</sup>. Si nota come i consumi "destagionalizzati" (e quindi strettamente correlati alle caratteristiche degli involucri edilizi) siano in costante crescita dal 1995 e, in alcuni anni, significativamente superiori a quelli "effettivi" (oltre 3 Mtep nel 2000 e 2,3 Mtep nel 2001).

L'elevato consumo specifico "destagionalizzato" è indice di un livello delle prestazioni energetiche del parco edilizio italiano piuttosto basso. Come si vede in figura 8.7.8, infatti, il consumo energetico unitario per riscaldamento, corretto con il clima medio europeo, è stato nel 2000 pari a circa 1,50 tep ad abitazione a fronte di consumi specifici molto più bassi non solo di Paesi a clima continentale come Svezia, Norvegia e Finlandia ma anche di Paesi a clima mediterraneo come la Spagna, e comunque a fronte di un valore medio dei Paesi UE di 1,25 tep ad abitazione.

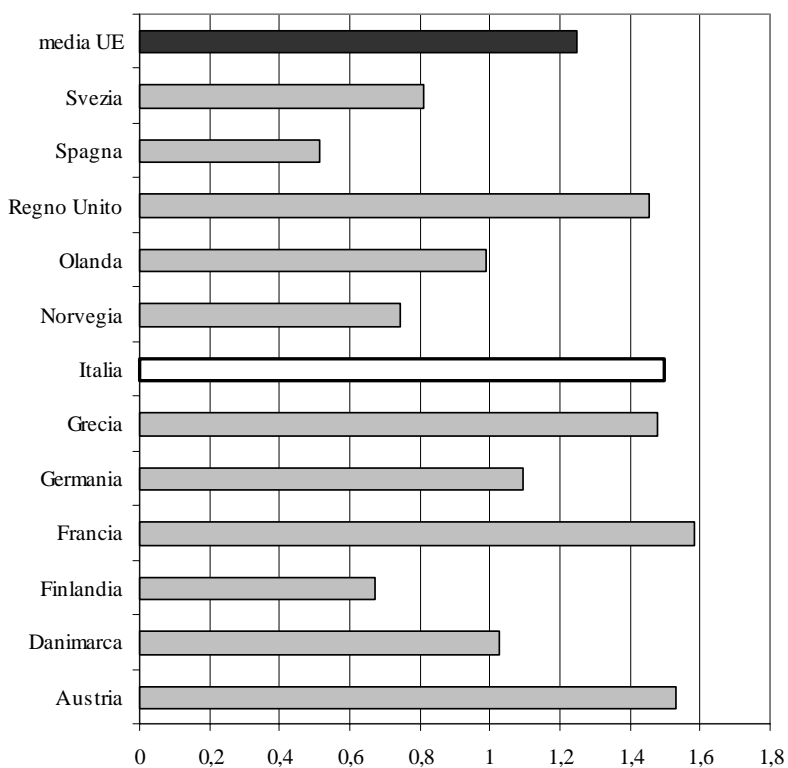
<sup>1</sup> Per un approfondimento si veda "Rapporto Energia e Ambiente 2003, volume 1, L'Analisi", paragrafo 2.3 (Box "Consumi a clima normalizzato").

Figura 8.7.7 - Consumi per riscaldamento effettivi e a clima normalizzato, Italia 1995-2001 (ktep)



Fonte: elaborazione ENEA da fonti varie

Figura 8.7.8 - Consumo unitario per riscaldamento corretto con il clima europeo, Paesi dell'UE, anno 2000 (tep/abitazione)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ODYSSEE

Diversi sono i fattori responsabili di tale situazione: da una parte la vetustà e lo scarso livello di manutenzione del parco edilizio, per oltre due terzi costruito dal 1950 al 1970, prima che venisse adottata una normativa di riferimento per i consumi energetici nel settore<sup>2</sup>, e, dall'altra, il mancato allineamento da parte dei progettisti e delle imprese, alle norme che venivano assunte per favorire il contenimento dei consumi energetici e il ricorso alle fonti rinnovabili di energia<sup>3</sup>.

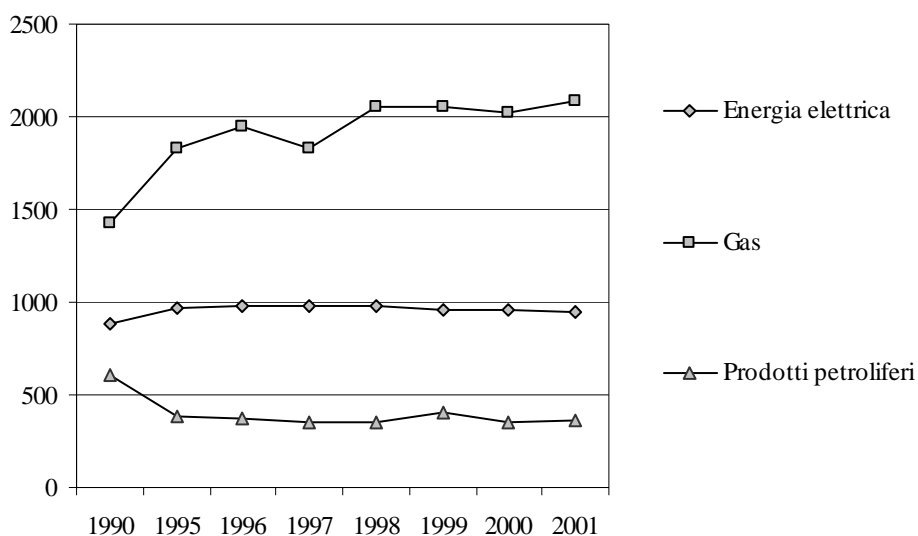
A questa situazione ha anche concorso in alcuni casi la mancata emanazione di disposizioni e regolamenti per l'attuazione di norme che in questo modo sono rimaste solo sulla carta, e un difetto di attenzione alla problematica energetica che non ha sempre consentito, in sede locale, di avviare e sostenere interventi finalizzati sul territorio.

Un ulteriore stimolo alla definizione di interventi e misure atte a elevare il livello di qualità energetica degli edifici e il ricorso a fonti rinnovabili potrà venire dal recepimento della direttiva 2002/91/CE sul "rendimento energetico dell'edilizia"<sup>4</sup> nonché della direttiva 2001/77/CE sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

#### 8.7.1.2. La produzione di acqua calda nel settore residenziale

L'andamento dei consumi di energia per la produzione di acqua calda nel settore residenziale, graficizzato in figura 8.7.9, mostra, insieme alla crescita graduale del ricorso al gas negli ultimi dieci anni, a spese dei prodotti petroliferi, un livello sostenuto e crescente di consumi elettrici (nella figura non è stato considerato il ricorso al carbone in quanto praticamente trascurabile).

Figura 8.7.9 - Consumi per produzione di acqua calda per fonte, Italia anni 1990-2001 (ktep)



Fonte: elaborazioni ENEA da fonti varie

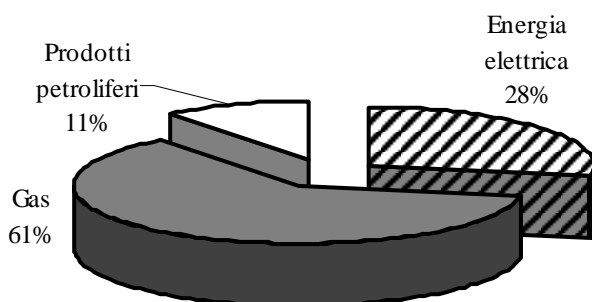
<sup>2</sup> Nel 1977 veniva infatti promulgata la legge 373: la prima legge contenente indicazioni e obblighi per la costruzione di edifici efficienti dal punto di vista energetico; seguita nel 1991 dalla legge 10.

<sup>3</sup> Ci si riferisce in particolare alla legge 10/1991 e ai relativi regolamenti di attuazione.

<sup>4</sup> Obiettivo principale della direttiva 2002/91/CE è il miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici. La direttiva indica le principali linee di intervento istituendo un quadro di riferimento in relazione al quale ogni stato membro dovrà predisporre programmi di intervento e approntare i meccanismi di attuazione. Le indicazioni riguardano complessivamente gli aspetti connessi al rendimento energetico degli edifici sia nuovi che esistenti (metodologia di calcolo delle prestazioni energetiche, standard, limiti e modalità di certificazione) anche in relazione delle caratteristiche strutturali, impiantistiche e ambientali dell'edificio nonché delle opzioni tecniche ed energetiche degli impianti installati (sistemi solari attivi ed altri impianti di generazione di calore ed elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili; sistemi di cogenerazione dell'elettricità; l'illuminazione naturale).

Il significativo ricorso all'energia elettrica mostrato in figura 8.7.9 è confermato in figura 8.7.10, dove si vede come i consumi elettrici costituiscono nel 2001 il 28% dei consumi totali (oltre 950 ktep). Questo dato sottolinea un'anomalia tipica dell'Italia dove il ricorso agli scaldabagni elettrici è ancora molto diffuso, in particolare nelle regioni meridionali dove è certamente meno estesa la rete di distribuzione del gas naturale, ma dove maggiori sono le potenzialità di ricorso all'energia solare.

Figura 8.7.10 - Consumi per la produzione di acqua calda per fonte energetica nel 2001



Fonte: elaborazioni ENEA da fonti varie

#### 8.7.2. *Efficienza energetica e ricorso all'energia solare in edilizia*

Il livello elevato di consumi propri del settore residenziale e dei servizi, con le relative implicazioni sull'ambiente e sulla salute dell'uomo<sup>5</sup> pongono in termini sempre più stringenti la necessità di introdurre anche in questo settore criteri di sostenibilità analoghi a quelli assunti nei settori industriali avanzati.

Rientra in questa logica lo sforzo progettuale e di ricerca tecnologica finalizzato alla realizzazione di una nuova classe di edifici energeticamente efficienti progettati per il massimo ricorso alle risorse energetiche disponibili in natura, prima tra tutte la fonte solare. Questa tipologia di edifici si basa sui principi tradizionali propri di un approccio progettuale e costruttivo energeticamente corretto, avvalendosi, nel contempo, dei più recenti risultati della ricerca tecnologica nel settore sia in termini di metodologie e strumenti progettuali che di sistemi e componenti, sia di tipo passivo che attivo, caratterizzati da prestazioni energetiche avanzate. Citiamo come esempio nuove tipologie di finestre "intelligenti", collettori solari e pannelli fotovoltaici integrati nella struttura edilizia, pompe di calore ad alta efficienza, sistemi integrati per il controllo dell'illuminazione e lo sfruttamento dell'illuminazione naturale e sistemi di raffreddamento notturno dell'aria.

Nuovi metodi di simulazione consentono al progettista di valutare gli effetti dell'adozione di componenti innovativi già in fase di progetto, mentre sistemi avanzati di controllo e gestione dei guadagni solari consentono di migliorare sensibilmente l'efficienza energetica del sistema edificio-impianti.

La nuova generazione di edifici solari innovativi è quindi il risultato di un approccio complessivo che contempla interventi orientati sia all'efficienza energetica che al controllo dei guadagni solari con sistemi passivi e attivi. Tali interventi possono anche essere inseriti in una scala che, a partire dagli interventi elementari per il miglioramento dell'efficienza energetica – quali forma e

<sup>5</sup> si vedano al proposito i risultati del progetto ExterNE, promosso nell'ambito del Programma comunitario Altener (paragrafo 5.1.2).

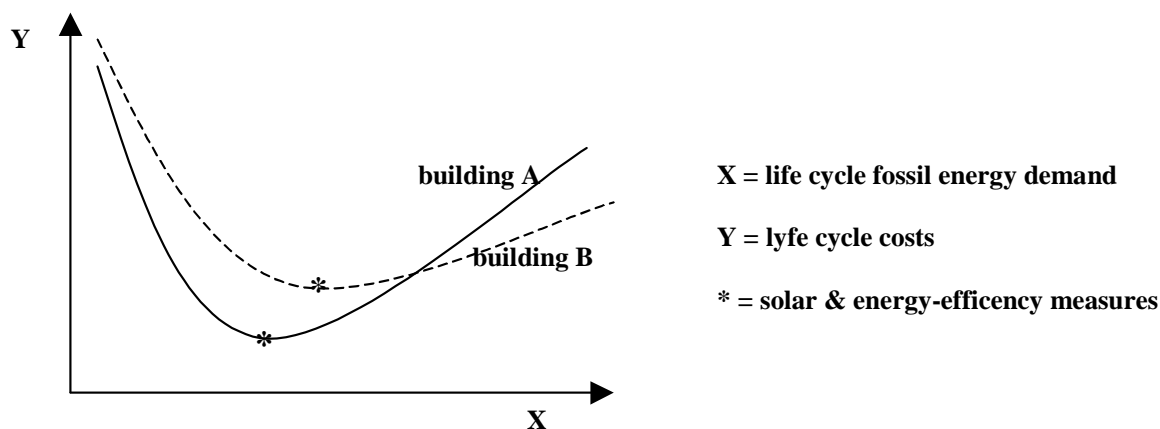
orientamento dell'edificio, disposizione delle aperture, sistemi di illuminazione a basso consumo, miglioramento delle caratteristiche dell'involucro, impianti di riscaldamento efficienti – comprende sistemi più costosi in grado di integrare in un componente edilizio le prestazioni “tradizionali” con ulteriori prestazioni energeticamente avanzate.

In prospettiva un organismo edilizio energeticamente efficiente utilizza sistemi e componenti di tipo ibrido in grado di integrare funzioni diverse come quelle considerate “passive” che sono tipiche di componenti come la già citata “finestra intelligente”, in grado di modificare il livello di illuminazione e trasmissione della radiazione solare e quello di scambio termico in funzione delle condizioni esterne; il “muro di Trombe” o la “parete camino”, e quelle “attive”, proprie dei sistemi di produzione, trasferimento e distribuzione del calore come le caldaie ad alta efficienza e “a condensazione”; le pompe di calore anche alimentate a gas; le macchine frigorifere “ad assorbimento”; i sistemi di micro-cogenerazione.

La componente “strutturale” si integra quindi in prospettiva sempre più alla componente di “produzione energetica”, costituita essenzialmente da moduli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, e da collettori solari per la produzione di calore e, in prospettiva, a sistemi innovativi come, ad esempio, quelli propri della microgenerazione distribuita di energia elettrica e calore alimentati con celle a combustibile.

Diverse metodologie, sistemi di simulazione e di supporto alle decisioni sono stati messi a punto per guidare la progettazione di questa nuova generazione di edifici ad elevata efficienza energetica . Le curve della figura 8.7.11 descrivono – per due edifici A e B presi in considerazione – gli andamenti relativi all'intero ciclo di vita, sia della domanda totale di energia fossile (asse X) che dei costi complessivi di investimento e funzionamento (asse Y). Le curve, costruite con il metodo “Least Cost Planning” (LCP) mostrano come, per ogni edificio – descritto attraverso fattori di tipo tipologico e costruttivo, profili di utenza, condizioni climatiche – l'adozione di diversi mix di interventi (efficienza + fonti rinnovabili) determini la variazione del fattore “costi” (di investimento e funzionamento) e di “ricorso alle fonti fossili”, fino al raggiungimento di un minimo (indicato con \* in figura) che corrisponde, per ogni edificio, al concetto di “ottimo energetico”<sup>6</sup>.

Figura 8.7.11 – L'approccio “Least Cost Planning” applicato a due edifici



Fonte: C.F. Rehinart (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems)

<sup>6</sup> Eurec Agency – The future for renewable energy 2 – James & James 2002 pg. 82.

Le soluzioni tecnologiche possono essere schematicamente ricondotte ad una prima articolazione che comprende: interventi su nuova edilizia e interventi di retrofit.

### Interventi su nuovi edifici

La domanda energetica degli edifici residenziali ubicati nelle aree climatiche dell'Europa centro-settentrionale è dominata dalla funzione riscaldamento ambientale, che può essere notevolmente ridotta grazie all'adozione di migliori tecniche di isolamento dell'involucro (superfici esterne opache e trasparenti) e di sistemi impiantistici più efficienti. Nelle aree più meridionali, diventa invece sempre più prevalente la domanda di energia per la climatizzazione estiva.

L'approccio progettuale finalizzato alla realizzazione della nuova classe di edifici prevede una attenta valutazione di tutti gli aspetti formali e costruttivi propri dell'edificio in relazione al contesto ambientale di riferimento e alle funzioni e ai profili d'uso previsti (organizzazione di volumi e superfici; caratteristiche delle chiusure opache; disposizione e, posizionamento di quelle trasparenti; integrazione con i sistemi impiantistici e con le reti di approvvigionamento ecc.).<sup>7</sup> In Austria, Germania, Svezia e Svizzera una nuova generazione di edifici a basso consumo energetico<sup>8</sup> sta iniziando a determinare un nuovo standard per quanto concerne i nuovi complessi residenziali.

Gli edifici a basso consumo energetico utilizzano solitamente collettori solari per produrre l'acqua calda sanitaria e soddisfare parte della domanda energetica per il riscaldamento degli ambienti.

L'interazione tra i vari componenti del sistema solare (captazione, trasferimento, accumulo, integrazione) limita il rendimento complessivo del sistema, che può venire ulteriormente compromesso da un'installazione non adatta o da strategie di controllo poco idonee. Per ovviare a questo problema, già a partire dagli anni 80, si sono sviluppati vari sistemi integrati di fornitura energetica come ad esempio:

- sistemi con accumulo integrato per la produzione di acqua calda per piccole utenze;
- sistemi solari combinati per il riscaldamento degli ambienti e dell'acqua sanitaria;
- pompe di calore alimentate da calore recuperato (ricambi aria).

In tutti questi sistemi il ricorso a sistemi di regolazione e controllo avanzati consente di ottimizzare il flusso energetico adattandolo alla domanda dell'utenza.

Gli edifici non-residenziali evidenziano una richiesta energetica notevolmente diversa dal contesto residenziale, caratterizzata da elevati consumi elettrici, per apparecchiature, illuminazione e climatizzazione estiva, ma più facilmente schematizzabile, ad esempio attraverso il ricorso ai numerosi programmi in grado di simulare le prestazioni del sistema edificio-impianto in relazione all'andamento della domanda dell'utenza e delle condizioni esterne. Tali modelli consentono di simulare gli effetti conseguenti all'adozione di specifiche misure e dei più diversi dispositivi sia a livello architettonico-strutturale sia impiantistico. Nel settore non residenziale può risultare particolarmente efficace il ricorso a tecniche di sfruttamento dell'illuminazione naturale, sia per l'elevata richiesta di illuminazione, sia per l'uso prevalentemente diurno degli edifici. In molti Paesi, soprattutto del Nord Europa, il ricorso a metodologie integrate di intervento in questo settore, indotto anche attraverso l'assunzione di norme più restrittive sulla costruzione degli edifici, ha determinato risultati di grande rilievo<sup>9</sup>.

---

<sup>7</sup> Come schema di riferimento possono essere adottate le indicazioni contenute nella direttiva 2002/91/CE.

<sup>8</sup> La domanda energetica per il riscaldamento di questi edifici si aggira intorno ai 15-30 kWh/m<sup>2</sup> per anno.

<sup>9</sup> In Svezia per i comprensori adibiti ad uffici si è verificato, a partire dagli anni '70 un continuo calo della domanda per la climatizzazione ambientale passata da 250 a 150 kWh/m<sup>2</sup> a tra il 1972 e il 1990 (Fonte: Eurec Agency – The future for renewable energy 2 – James & James 2002, pg. 92).



## Interventi di retrofit

Più del 70% degli investimenti in campo edilizio in Europa occidentale sono finalizzati al rinnovamento di edifici: è di conseguenza questo il settore di intervento che fornisce il potenziale più significativo del risparmio energetico conseguibile nel settore civile.

D'altro canto la riqualificazione energetica degli edifici, in particolare quando è connessa ad interventi di riqualificazione architettonica, oltre che determinare risultati significativi sul piano ambientale, può determinare nuove opportunità imprenditoriali in quanto determina nella generalità dei casi una immediata rivalutazione del bene e rappresenta, comunque, un investimento il cui ritorno economico è assicurato nel breve termine.

Il retrofit, si articola generalmente attraverso una serie di interventi integrati, condotti sul sistema edificio-impianto complessivo di tipo edilizio-architettonico e impiantistico.

Sono riferibili al primo tipo gli interventi di riqualificazione prestazionale delle pareti esterne attraverso l'adozione di sistemi di isolamento a "cappotto", la creazione di "pareti ventilate" o di "serre aggiunte", ma anche l'integrazione in facciata e in copertura di moduli fotovoltaici e collettori solari termici.

Sono riferibili alla seconda gli interventi finalizzati ad elevare le prestazioni dei sistemi impiantistici sia attraverso l'adeguamento dei sistemi di distribuzione del calore alle nuove sorgenti di energia, come i sistemi di distribuzione del calore a bassa temperatura in connessione ad impianti solari (pannelli radianti e sistemi ad aria) sia attraverso l'adozione di dispositivi a più alta efficienza per il servizio di climatizzazione (caldaie a condensazione; pompe di calore, macchine frigorifere ad assorbimento) e di illuminazione (varie tipologie di lampade e di apparecchi illuminanti ad alta efficienza).

## Edifici a basso consumo energetico

La filosofia impiantistica degli edifici a basso consumo energetico prevede che l'edificio sia un contenitore termicamente isolato, capace di mantenere all'interno un buon livello di comfort ambientale con il minimo ricorso a fonti di energia che non siano rinnovabili.

Il contenimento spinto dei carichi termici (sia invernali che estivi) comporta fabbisogni energetici molto contenuti che possono essere ragionevolmente coperti con dispositivi che recuperano il calore dell'aria di ricircolo (anche connessi a pompe di calore) e sistemi solari termici e fotovoltaici rispettivamente per gli usi termici ed elettrici.

Con il ricorso a particolari soluzioni per l'isolamento termico dell'involucro, edifici di questo tipo sono in grado di contenere il fabbisogno energetico entro 5 kWh/m<sup>2</sup> annui: energia che può essere prodotta anche attraverso il ricorso a moduli fotovoltaici che assolvono le funzioni di elementi costruttivi fissi come moduli di facciata, frangisole, o copertura.

Il confronto dei costi tra edifici tradizionali e a basso consumo energetico è argomento complesso e dipende da molteplici parametri connessi agli scenari energetico-ambientali adottati.

Eppure una analisi dei costi che contabilizzi, oltre a quello di realizzazione, quelli di esercizio totale e il valore residuo di alienazione del bene, mette in evidenza la convenienza economica di questo approccio tecnico-costruttivo per il cui sviluppo svolgeranno un ruolo essenziale processi di innovazione tecnologica e di industrializzazione di nuovi sistemi e componenti.

In Germania, dove il concetto di edificio a basso consumo energetico si sta fortemente sviluppando, si prevede, in alcuni decenni, di arrivare alla totale autonomia energetica degli edifici con sola energia rinnovabile soprattutto nella prospettiva di nuove realizzazioni a larga scala in grado di determinare ampie sinergie con il sistema delle risorse naturali.

### 8.7.2.1. Impianti solari termici

#### La produzione di acqua calda sanitaria

Gli impianti presenti sul mercato europeo per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) sono suddivisibili in due categorie:

- i sistemi “factory made” preassemblati in fabbrica, venduti come un unico *package*, in maggioranza a circolazione naturale, per utenze monofamiliari con superfici generalmente non superiori ai 4-6 m<sup>2</sup>;
- i sistemi “custom built” costituiti scegliendo indipendentemente collettori e boiler e assemblandoli sul luogo, in generale a circolazione forzata con superfici estese, adatti per utenze plurifamiliari.

Come noto è fortemente antieconomico dimensionare un impianto solare in modo che supplisca interamente per ogni mese al carico. Pertanto tutti gli impianti sono dotati di fonte integrativa.

In particolare, i sistemi *factory made* sono solitamente dotati di resistenza elettrica posta nella parte alta del boiler oppure possono essere connessi in serie a una caldaia con regolazione elettronica della temperatura di utilizzo fungendo da sistema di preriscaldamento per quest’ultima.

Per i sistemi *custom built* invece la soluzione impiantistica più adottata è quella del doppio serbatoio. Il primo boiler è riscaldato dai collettori attraverso una serpentina in cui circola il fluido termovettore che asporta il calore dai collettori; il secondo serbatoio, posto in serie al primo, è riscaldato da una serpentina in cui circola fluido riscaldato dalla caldaia integrativa.

Per ciò che riguarda le prestazioni energetiche il rendimento medio annuale degli impianti per ACS è compreso tra il 35 e il 40%. La produttività annua in Europa è compresa tra 300 e 400 kWh/m<sup>2</sup> anno per le nazioni del Nord e tra i 600-750 kWh/m<sup>2</sup> anno per l’Europa del Sud.

La grande maggioranza degli impianti domestici per la produzione di ACS utilizza collettori piani vetrati con superficie assorbente selettiva. Tuttavia negli ultimi anni, specie nelle regioni del Nord, è in crescita il numero di impianti a tubi evacuati che, dato il loro maggior rendimento, ma anche il maggior costo, tendono a divenire competitivi con i sistemi piani in località a più bassa insolazione.

Riguardo alla competitività della tecnologia si fa presente che un impianto per ACS ubicato nel Sud è caratterizzato, usufruendo della detrazione IRPEF del 36% del costo di impianto, da un tempo di recupero dell’investimento non attualizzato intorno ai 4 anni se la fonte tradizionale sostituita è l’energia elettrica e intorno ai 9 anni se la fonte sostituita è il gas naturale.

#### La climatizzazione degli ambienti

Per ciò che riguarda la climatizzazione degli ambienti la situazione presenta complicazioni connesse alla variazione della domanda nel corso dell’anno e, nel caso del riscaldamento ambientale, in particolare nelle regioni del Centro e del Sud d’Italia, questa si concentra in pochi mesi l’anno. Una copertura molto spinta della domanda invernale comporterebbe quindi un sovradimensionamento della superficie di captazione solare, con una produttività estremamente bassa.

A parte le soluzioni di “super-isolamento” e di tipo “solare passivo” (che in ogni caso possono ridurre in misura significativa la domanda di climatizzazione sia invernale che estiva) si può valutare la possibilità di ricorrere ad un sistema di accumulo stagionale che consenta lo sfruttamento del surplus di calore accumulato nel periodo estivo ovvero, nel caso sussista una domanda di condizionamento estivo, può essere realizzato un impianto con un tipo particolare di macchina frigorifera “ad assorbimento”<sup>10</sup>. In questo caso i collettori solari, che nel periodo invernale producono acqua calda per usi sanitari e per il riscaldamento degli ambienti, forniscono d’estate l’energia termica necessaria al funzionamento della macchina ad assorbimento. Quest’ultima può

---

<sup>10</sup> Si tratta di macchine frigorifere che utilizzano una soluzione chimica (ad esempio acqua e bromuro di litio) per condensare attraverso un processo di assorbimento, i vapori di refrigerante e trasmettere il calore di condensazione al circuito di raffreddamento.

essere del tipo a “singolo effetto” con  $COP_{refr}^{11}$  intorno a 0,7 in grado di lavorare anche a temperature dell’ordine di 100 °C e quindi accoppiabili a captatori solari piani a prestazioni elevate, o a “doppio effetto” con  $COP_{refr}$  intorno a 1,1 ma con un livello della temperatura di input intorno a 200 °C e quindi accoppiabile solo a sistemi di captazione a tubi evacuati o a concentrazione. Il problema della diffusione di questo tipo di sistemi non è tanto di natura tecnica quanto di natura economica, dati i costi ancora elevati rispetto alle alternative di tipo tradizionale.

#### Qualificazione e certificazione di componenti e sistemi.

L’affermazione della tecnologia solare termica nella prassi edilizia è strettamente connessa alla disponibilità di componenti industrializzati di cui si possa prevedere l’integrazione nel sistema costruttivo già nella fase di prima progettazione.

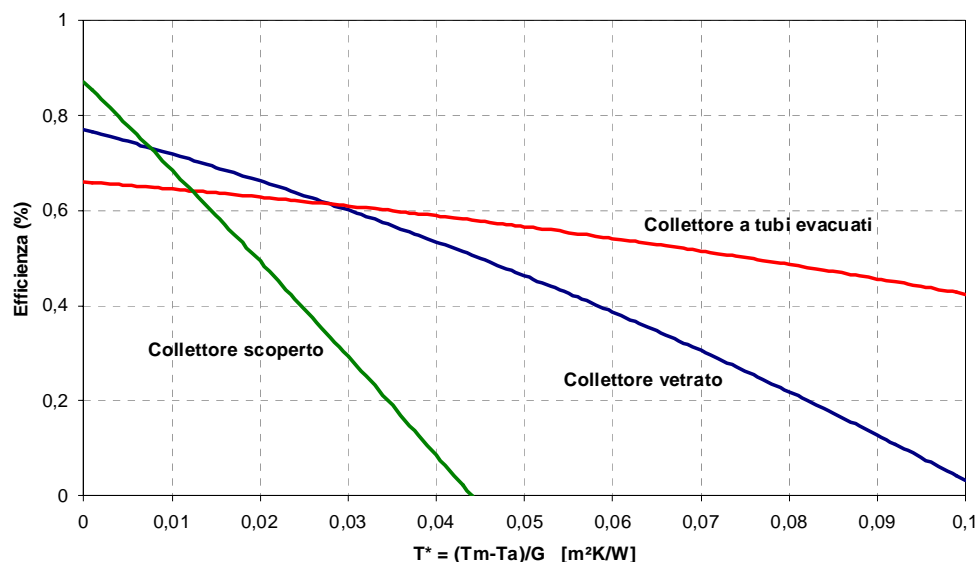
La modularità del sistema di captazione, unita alla standardizzazione delle specifiche prestazionali e delle modalità di installazione e manutenzione, costituisce uno dei fattori di maggiore importanza per il passaggio ad una fase di ricorso generalizzato alla fonte energetica solare in edilizia.

Un ruolo di particolare rilevanza viene svolto, in questa direzione, dalle strutture di ricerca, sviluppo e certificazione.

Per i vari tipi di sistemi solari, esistono metodi sperimentali e/o teorici ben consolidati che permettono di determinarne affidabilità e rese energetiche annuali e quindi di valutare il risparmio economico conseguibile.

Con riferimento alla valutazione della resa energetica, oltre alla ben nota curva di efficienza dei collettori, sono stati messi a punto metodi sperimentali che, noti i parametri climatici locali, consentono di determinare la resa giornaliera e, a partire da essa, la resa annuale.

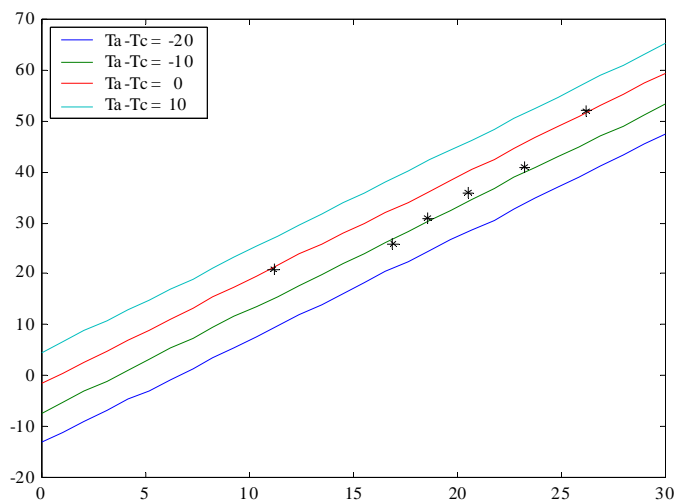
Figura 8.7.12 - Esempio di curve di efficienza relative ad alcune tipologie di collettori solari



Fonte: ENEA, Laboratorio Solare del Centro Ricerche della Trisaia (MT)

<sup>11</sup>  $COP_{refr}$ : Coefficiente di Prestazione (refrigerazione) detto anche “effetto utile”.

Figura 8.7.13 - Curve di efficienza in funzione di diverse temperature di funzionamento del collettore



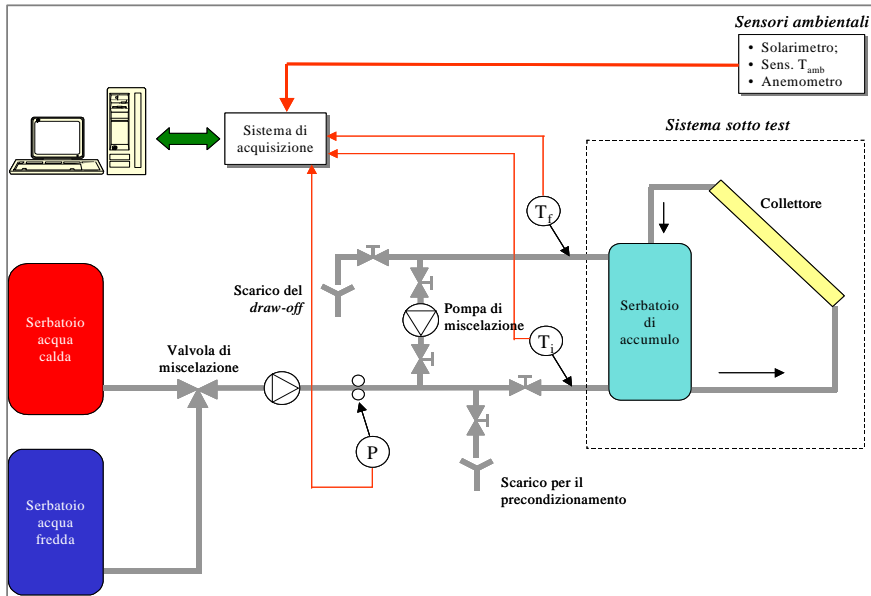
Fonte: ENEA, Laboratorio solare del Centro Ricerche della Trisaia (MT)

A questo riguardo si può citare il caso del Laboratorio Solare del Centro Ricerche ENEA della Trisaia (MT) che, unico operante in Italia, è accreditato dal Sistema Nazionale per l'Accreditamento dei Laboratori (SINAL) per le prove di qualificazione su collettori solari a liquido secondo lo standard europeo EN 12975 e di qualificazione secondo gli standard internazionali ISO 9806-1/2/3. La sequenza delle prove per collettori solari prevedono test funzionali (sovrapressione, resistenza alle alte temperature; esposizione; carico termico esterno ed interno; carico meccanico; resistenza all'impatto; pioggia) e prestazionali (efficienza termica in stato stazionario e resa energetica in condizioni transitorie; costante di tempo e capacità termica; perdite di carico); la figura 8.7.14 mostra lo schema del circuito prova collettori.

Inoltre il Laboratorio ENEA della Trisaia:

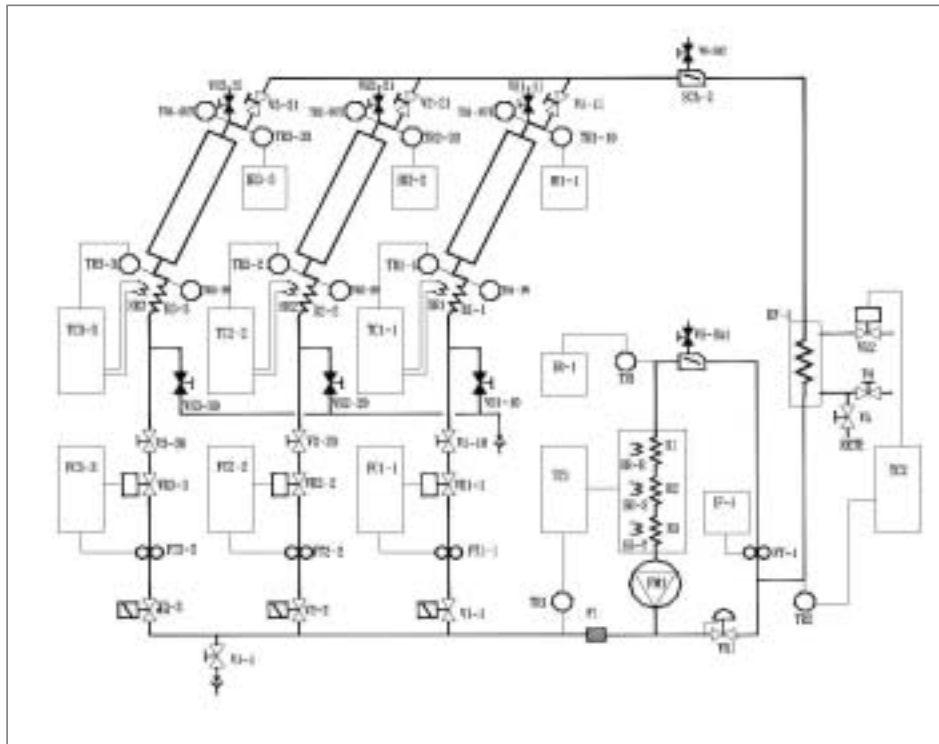
- esegue prove di caratterizzazione delle prestazioni termiche giornaliere ed annuali di sistemi solari per varie tipologie climatiche e in diverse condizioni operative, secondo le normative ISO 9459 ed EN 12976: lo schema dell'impianto automatizzato di prova è riportato in figura 8.7.15;
- svolge attività di ricerca nel campo della simulazione di impianti solari termici e dello sviluppo e validazione di nuove metodologie di identificazione dei parametri caratteristici dei componenti solari. Lo sviluppo di tali metodi ha come scopo la determinazione rapida ed attendibile dei parametri statici e dinamici del collettore rispetto ai metodi attualmente disponibili;
- svolge compiti istituzionali per la definizione e la revisione della normativa relativa alle prove di caratterizzazione di collettori e sistemi solari per usi termici;
- svolge attività di supporto tecnico-scientifico al Ministero dell'Ambiente nei programmi di incentivazione e diffusione delle tecnologie solari a bassa temperatura e contribuisce allo sviluppo di nuovi componenti da parte di imprese, soprattutto italiane, operanti in questo settore.

Figura 8.7.14 - Circuito di prova collettori solari del Laboratorio Solare del Centro Ricerche ENEA della Trisaia



Fonte: ENEA, Laboratorio solare del Centro Ricerche della Trisaia (MT)

Figura 8.7.15 - Schema impianto prova collettori solari del Laboratorio Solare del Centro Ricerche ENEA della Trisaia

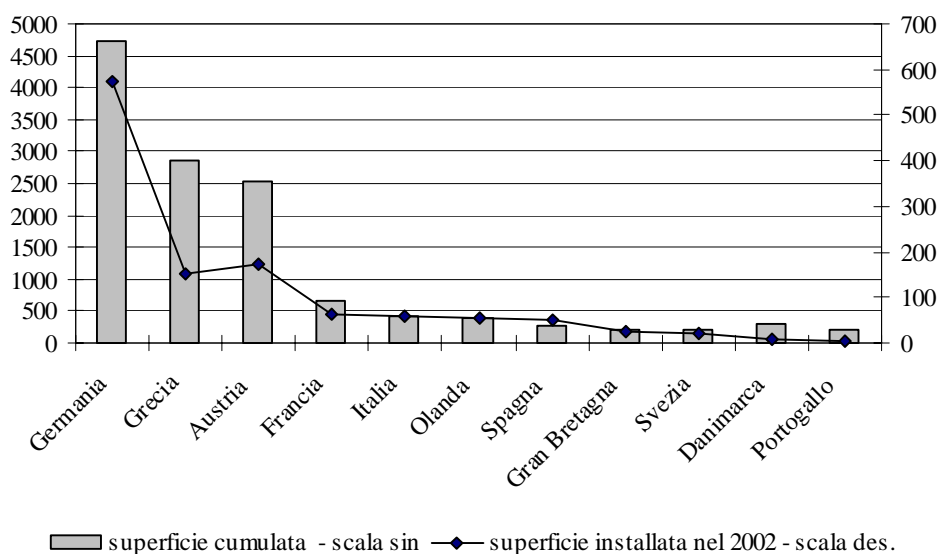


Fonte: ENEA, Laboratorio Solare del Centro Ricerche della Trisaia (MT)

### 8.7.2.2 Il mercato solare termico

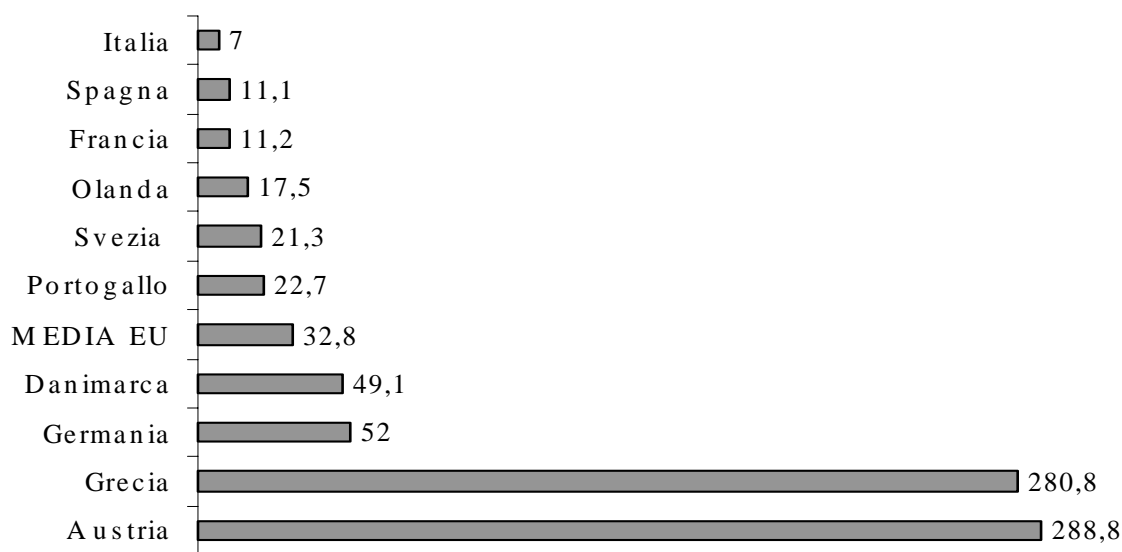
La penetrazione del mercato dei collettori solari varia in modo rilevante tra i vari Paesi dell'UE sia in termini di superficie totale installata (figura 8.7.16), sia in termini di superficie installata pro-capite (figura 8.7.17). Si assiste in particolare ad un forte sviluppo in alcuni Paesi del Nord Europa come l'Austria, la Germania e anche la Spagna, la cui crescita percentuale nel settore sta superando Paesi tradizionalmente forti come la Grecia.

Figura 8.7.16 - Installazione di collettori solari nei Paesi dell'UE, anno 2002 (m<sup>2</sup> x 1000)



Fonte: EurObsev'ER – Solar thermal barometer, June 2003

Figura 8.7.17 - Collettori solari installati in alcuni Paesi dell'UE nel 2002 (m<sup>2</sup>/ 1000 abitanti)

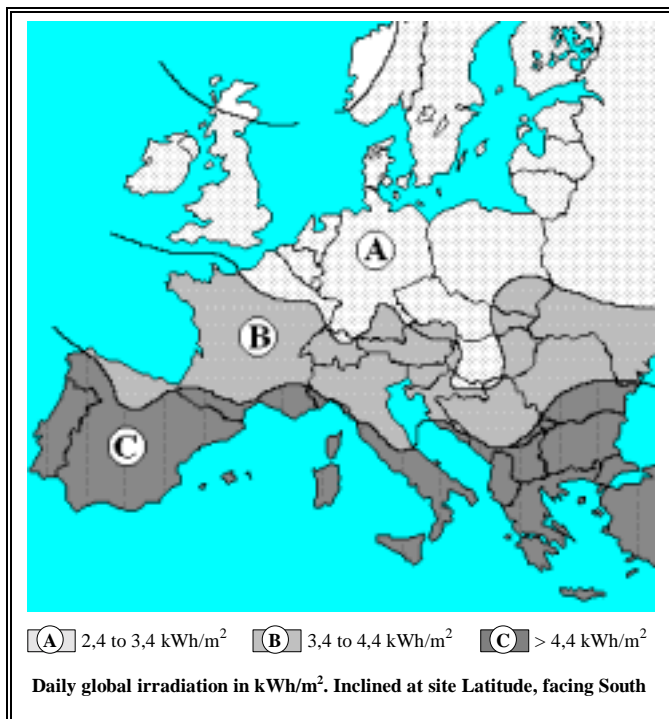


Fonte: EurObsev'ER – Solar thermal barometer, giugno 2003

Come indicato nella figura 8.7.17, nonostante la buona situazione climatica (figura 8.7.18), l'Italia, in termini di superficie di collettori installati per abitante, è agli ultimi posti in Europa, superata da molti Paesi le cui condizioni climatiche sono assai meno favorevoli.

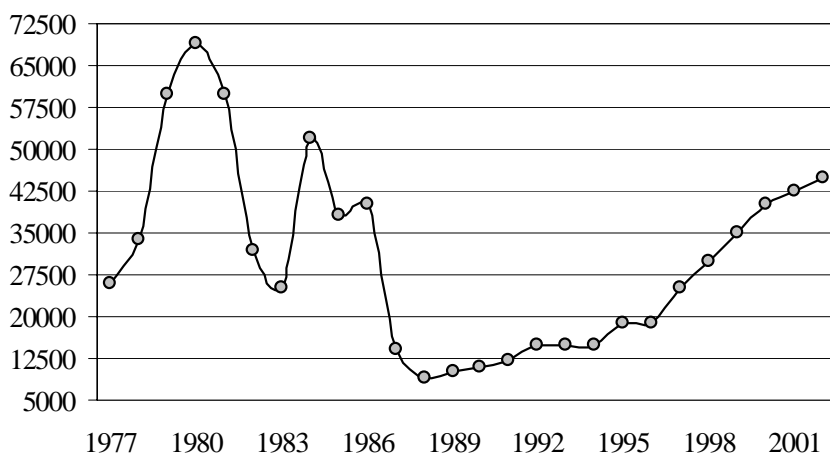
In figura 8.7.19 è descritto l'andamento del mercato italiano negli ultimi due decenni.

Figura 8.7.18 - Livelli di insolazione giornaliera in Europa (kWh/m<sup>2</sup>, di superficie sud inclinata alla latitudine del sito)



Fonte: - European Solar Radiation Atlas (ESRA)

Figura 8.7.19 - Andamento delle vendite di collettori dal 1977 al 2002 (m<sup>2</sup>/anno)



Fonte: elaborazioni ENEA da fonti varie

La figura 8.7.19 mostra, in particolare, due periodi di “picco” delle vendite, seguiti da repentini cali della domanda. L’ascesa delle vendite alla fine degli anni 70 viene spiegata con l’improvviso rialzo dei prezzi dei combustibili dopo lo shock petrolifero del 1979 e la conseguente sensibilizzazione alla questione energetica. Il secondo periodo di picco, intorno al 1984, trainato dagli incentivi della campagna dall’Enel “Acqua calda dal Sole”. Dopo questi picchi le vendite sono diminuite progressivamente, e il mercato si è attestato tra la fine degli anni 80 e la fine degli anni 90 su 15-20.000 m<sup>2</sup>/anno; la ripresa a cui si assiste a partire dal 1997 è significativa ma i livelli di installazione sono ancora lontani dalle medie europee.

Attualmente, sul mercato, quasi equamente suddiviso tra importazione e produzione nazionale, operano imprese commerciali del settore impiantistico, generalmente di medie dimensioni, per le quali il solare termico costituisce un’attività collaterale; imprese di produzione, generalmente di piccole dimensioni e con modalità di produzione spesso artigianale e imprese di importazione e/o affiliate a case madri estere, anch’esse di piccole dimensioni, dedite principalmente alla commercializzazione di sistemi. Le importazioni provengono, attualmente, per la maggior parte da Grecia, Israele ed Australia, dove esistono grandi aziende con linee di produzione automatizzate di pannelli e sistemi completi, anche se si stanno recentemente affermando prodotti tedeschi, austriaci e cinesi.

### 8.7.2.3 Solare termico: casi di successo

#### Grecia

È il caso di maggior successo nella diffusione di sistemi solari in Europa. Le abitazioni dotate di impianti solari sono il 15% del totale; percentuale inferiore a quella di Cipro (90%) e di Israele (85%), ma comunque la più alta nei Paesi dell’UE. Il decollo del mercato si è avuto nella seconda metà degli anni 70, grazie ad una decisa promozione ed incentivazione del mercato da parte dello Stato, a cui si è affiancata l’attività dell’associazione dei produttori greci di pannelli solari (EBHE). L’incentivazione, nei primi anni, prevedeva una detassazione del 50% del costo dell’impianto, successivamente trasformata nella concessione di mutui agevolati sia al settore privato sia a quello industriale e alberghiero. I risultati sono stati positivi, soprattutto nel settore domestico. Dopo il periodo di incentivazione, l’attività dello Stato è stata indirizzata alla promozione, anche attraverso campagne pubblicitarie con positivi effetti sul mercato.

Il successivo crollo del prezzo dei prodotti petroliferi (1985) con la conseguente riduzione del costo del kWh elettrico, la rimozione delle incentivazioni statali e la ridotta disponibilità finanziaria per sostenere le campagne pubblicitarie, hanno portato ad una progressiva riduzione delle vendite interne. Per far fronte a tali difficoltà la strategia adottata dalle principali aziende greche è stata quella di incrementare le esportazioni, soprattutto verso la Germania e altri Paesi con mercati in espansione. Per quanto riguarda il mercato interno greco, i fattori di successo della diffusione di sistemi solari, oltre alle incentivazioni statali dei primi anni, sono da rintracciarsi nelle caratteristiche favorevoli del parco edilizio (case ad 1 o 2 piani, con tetto piano), l’elevato costo dell’energia elettrica, ma soprattutto la struttura dell’offerta: una rete capillare di installatori che ha reso facilmente disponibile all’utente questa tecnologia. A questo va aggiunto un aspetto non meno importante rappresentato dalla qualità dei sistemi, che è migliorata nel tempo, grazie anche all’attività dell’Agenzia di ricerca pubblica per l’energia solare (CRES), per cui attualmente viene offerta dai produttori una garanzia sul prodotto di 5 anni, tempo che approssimativamente coincide con il periodo di recupero dell’investimento.



## Austria

Fino al 1990, il mercato del solare termico in Austria era molto limitato e la quasi totalità delle installazioni riguardava una singola regione, l'Upper Austria, dove si era creata una rete di piccole imprese di produzione che curavano anche la distribuzione e l'installazione. L'apertura al mercato di massa si è avuta grazie ad un'originale strategia di diffusione preparata da un'associazione ambientalista che aveva messo a punto una metodologia di costruzione di impianti solari attraverso dei kit fai-da-te. I primi soggetti coinvolti sono stati agricoltori che utilizzavano legna per l'acqua calda ed il riscaldamento degli ambienti. I bassi costi degli impianti (circa il 50% di quelli commerciali) e la possibilità di essere partecipi alla costruzione dell'impianto ne hanno decretato il successo. L'auto-costruzione ha così avuto benefici effetti anche sul mercato dei prodotti industriali (che costituisce il 50% del totale installato), trasformando l'esperienza austriaca in un caso di successo internazionale.

Per facilitare ulteriormente la diffusione, gli Enti locali hanno predisposto incentivi in conto capitale intorno al 20% del costo dell'impianto.

Il mercato attualmente è orientato agli impianti di maggiori dimensioni per l'integrazione del riscaldamento ambientale domestico, e agli impieghi su strutture collettive, dove il ricorso a sistemi di captazione modulari di grandi dimensioni e a squadre di installatori esperti possono ridurre notevolmente i costi dell'impianto complessivo, mentre le imprese, che hanno raggiunto dimensioni sufficienti per una produzione parzialmente automatizzata, hanno cominciato ad esportare i propri prodotti anche all'estero. Infine l'esperienza di auto-costruzione ha anche avuto un effetto di traino nei Paesi limitrofi (Germania, Svizzera, Nord-Est italiano).

## Germania

Misure analoghe a quelle austriache sono state prese dal governo tedesco, Paese che sta vivendo ormai dalla metà degli anni 90 una fase di grande crescita nel settore, grazie anche ad una sviluppata coscienza ambientale della popolazione.

In Germania, come in tutti i Paesi del Nord Europa, si utilizzano collettori piani ma anche collettori a tubi evacuati, più adatti alle condizioni climatiche locali; il 70% di quelli piani è prodotto localmente da 20 piccole-medie imprese e da 10 grandi aziende, mentre esiste un solo produttore di collettori a tubi evacuati. Il resto del fabbisogno è coperto attraverso importazioni da Israele, anche se ultimamente la Grecia sta acquistando quote sempre maggiori del mercato tedesco.

Uno dei principali fattori di crescita del mercato è dovuta a una rete di distribuzione capillare, che opera attraverso i canali convenzionali di commercio dei prodotti di riscaldamento. Circa il 30% dei prodotti solari è venduto tramite negozi al dettaglio, il 50% attraverso installatori e il restante 20% direttamente ai consumatori da produttori che sono presenti ed attivi su tutto il territorio nazionale.

La spiccata cultura ambientale non rappresenta l'unica motivazione all'acquisto. Esistono, infatti, forme di incentivazione da parte dei vari Länder che coprono dal 20% al 40% del costo dell'impianto. Tali incentivi sono articolati su tre livelli: federale, statale e municipale e, pur assicurando sovvenzioni di modesto ammontare, incidono a livello psicologico sul consumatore convincendolo della convenienza dei sistemi solari.

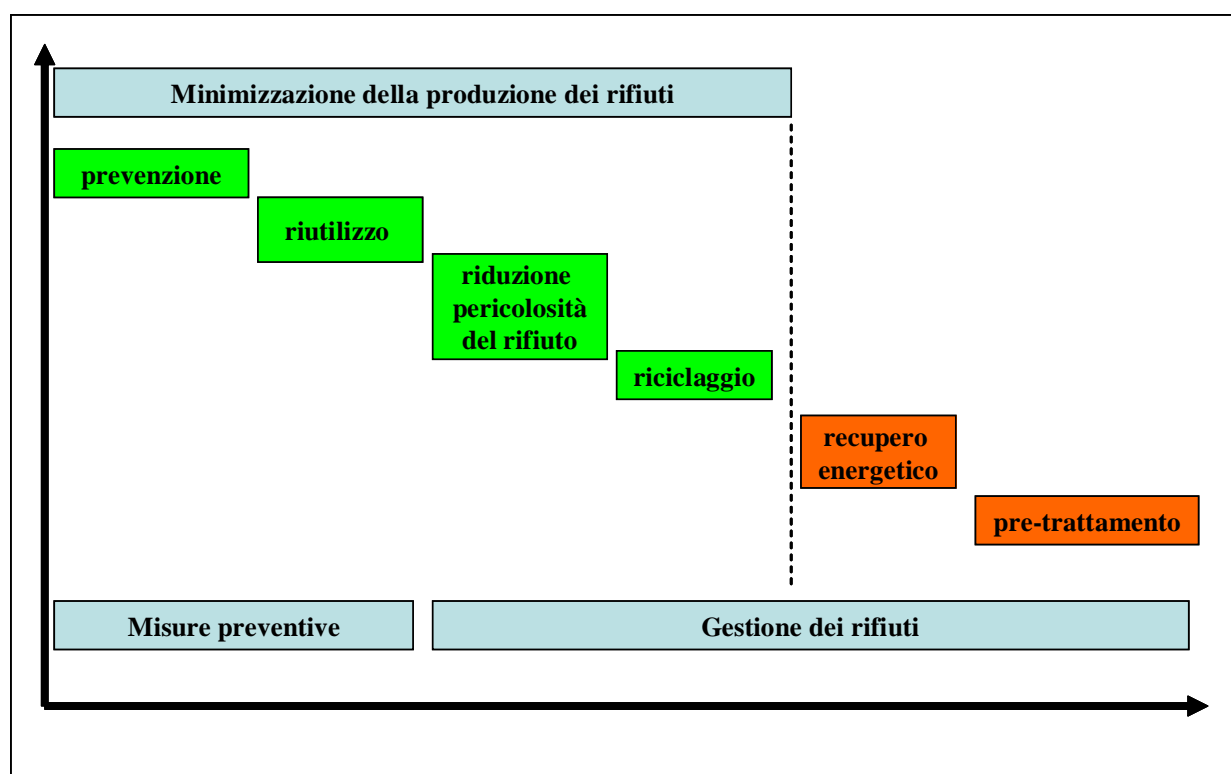
Non va poi trascurato il ruolo svolto dalle strutture tecnico-scientifiche di ricerca, sviluppo tecnologico e certificazione, che hanno contribuito a elevare il livello di qualità dei componenti e delle modalità di progettazione ed installazione dei sistemi nonché a garantire l'utenza sull'affidabilità dei sistemi stessi.

## 8.8. ENERGIA DA RIFIUTI

### 8.8.1. Il quadro normativo

La normativa europea in materia di rifiuti è stata recepita dall'Italia nel 1997 con il D.Lgs. 22/97, il così detto decreto Ronchi<sup>1</sup>. Tale decreto individua una gerarchia per la gestione dei rifiuti in cui si colloca al primo posto la prevenzione della produzione dei rifiuti, seguita dal re-impiego, dalla riduzione di pericolosità dei rifiuti, dal riciclaggio di materia e infine dal recupero energetico dai rifiuti.

Figura 8.8.1 - Gerarchia per la gestione dei rifiuti della Comunità Europea



Fonte: Agenzia Europea per l'Ambiente

Il decreto Ronchi favorisce la valorizzazione energetica del combustibile da rifiuti (CDR), miscela costituita da rifiuti urbani e industriali trattati appositamente, con l'autorizzazione ad accedere a procedure semplificate di autorizzazione per la costruzione di nuovi inceneritori. Inoltre, il decreto ha imposto che, a partire dal 1° gennaio 1999, la realizzazione e la gestione di nuovi impianti di incenerimento possano essere autorizzate solo se il relativo processo di combustione è accompagnato da recupero energetico.

Nel decreto Ronchi lo smaltimento in discarica viene considerato come ultima opzione e solamente per quelle frazioni residue dai vari processi di recupero di materia e energia. Si impone, dunque, il superamento del concetto di smaltimento del rifiuto tal quale, cioè senza preselezione, come l'incenerimento massivo e senza recupero energetico o la discarica per rifiuti indifferenziati.

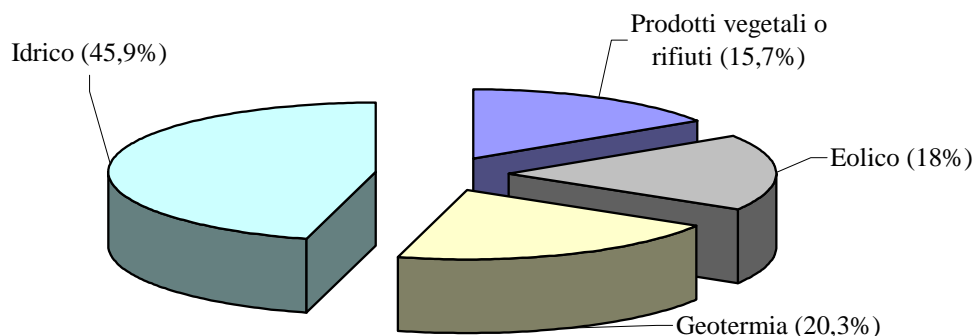
<sup>1</sup> Il D.Lgs. n. 22 del 5 febbraio 1997 è stato pubblicato sul supplemento ordinario n. 33 alla Gazzetta ufficiale n. 38 del 15 febbraio 1997. La versione aggiornata è disponibile sul sito internet <http://www.reteambiente.it/ra/rifiuti/HPronchi.htm>

## 8.8.2. Opportunità e barriere

### 8.8.2.1. Gli incentivi alla produzione di energia elettrica da rifiuti

Nell'anno 2002 il Gestore della Rete Trasmissione Nazionale (GRTN) ha emesso 9144 Certificati Verdi a favore di titolari di impianti a fonte rinnovabili (IAFR) qualificati<sup>2</sup>. La ripartizione per tipologia di fonte rinnovabile è rappresentata in figura 8.8.2<sup>3</sup>.

Figura 8.8.2 - Certificati Verdi per tipologia di impianto emessi nel 2002 (914 GWh)



Fonte: GRTN

L'energia generata da prodotti vegetali e rifiuti, alla quale sono stati attribuiti CV nel 2002, corrisponde a 143,5 GWh, il 15,7% dell'energia da IAFR. La maggior parte di questa energia elettrica è stata prodotta dall'incenerimento di rifiuti solidi urbani (RSU) e CDR e, solo in minor parte, da biogas da discarica e dall'utilizzo di biomasse.

La quantità di energia che è derivata dalla termovalorizzazione dei rifiuti speciali è invece trascurabile, in quanto assai modesta.

Interessante notare come l'energia imputabile a prodotti vegetali e rifiuti contribuisca solamente per il 7,3% alla producibilità annua degli impianti IAFR qualificati in progetto<sup>4</sup>, cioè di quegli impianti che sono stati qualificati dal GRTN come IAFR, ma che sono ancora allo stadio di progetto. Questa flessione riflette, almeno in parte, l'incertezza della remunerazione dell'investimento basato sul meccanismo incentivante dei CV, per impianti di combustione a biomasse e rifiuti<sup>5</sup>.

Con l'incentivazione a CIP6, gli impianti di combustione a biomasse e rifiuti avevano la certezza del prezzo di ritiro del kWh per i primi 15 anni di funzionamento dell'impianto<sup>6</sup>, mentre, con una incentivazione come quella dei CV, che cioè segue le regole della domanda e dell'offerta, non è possibile avere una certezza dei tempi di ritorno dell'investimento<sup>7</sup>.

<sup>2</sup> Fonte: Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili - Bollettino dell'anno 2002 pubblicato sul sito del GRTN <http://www.grtn.it>

<sup>3</sup> In questa rappresentazione non sono stati considerati i 23.287 CV, derivanti da energia CIP6 prodotta in impianti entrati in servizio dopo marzo 1999, forniti dal GRTN per sopperire alla domanda di CV del mercato nell'anno 2002.

<sup>4</sup> La producibilità annua degli impianti IAFR qualificati in progetto al 31 maggio 2003 ammonta a 8677,1 GWh. La producibilità annua di un impianto è un valore stimato, spesso superiore alla reale produzione dell'impianto.

<sup>5</sup> Gli impianti di combustione a biomasse e rifiuti sono caratterizzati da costi di investimento molto alti, dell'ordine di 4 milioni di euro/MW di potenza installata.

<sup>6</sup> Il prezzo CIP6 di ritiro del kWh da biomasse e rifiuti per i primi 8 anni è di circa 15,50 eurocent/kWh, ai quali si aggiungono circa 7,70 eurocent/kWh per ulteriori 7 anni (prezzi aggiornati al 2002).

<sup>7</sup> Il prezzo di vendita dei CV da parte del GRTN per l'anno 2002 è stato di 8,42 eurocent/kWh; non sono prestabiliti i prezzi di vendita dei CV per i prossimi anni.

### 8.8.2.2. Limiti alla diffusione

I principali limiti alla costruzione di nuovi impianti di termovalorizzazione di rifiuti riguardano la percezione del rischio sanitario associato agli impianti, il timore che la pratica del recupero energetico da rifiuti si contrapponga alla prevenzione della produzione di rifiuti e al riciclaggio di materia, la necessità di discariche per rifiuti speciali, considerate molto pericolose, per smaltire le scorie della termovalorizzazione.

*Rischio sanitario* - Gli inceneritori vengono considerati come fonti di inquinamento dell'atmosfera e produttori di molecole nocive alla salute, alla stregua di centrali alimentate a combustibili fossili, ma in misura superiore in quanto bruciano una miscela di composizione merceologica imprevedibile, i rifiuti. Per definizione, quindi, la composizione dei gas che escono dal camino è imprevedibile e ogni operazione di abbattimento delle sostanze, dannose per l'ambiente e pericolose per l'uomo, giudicato inefficace.

*Contrapposizione tra incenerimento e riciclaggio* - Si teme che la costruzione di grandi impianti di termovalorizzazione, magari proprio da parte delle aziende municipalizzate, possa bloccare la loro attività in altre direzioni, ad esempio li induca a investire meno nelle operazioni di raccolta differenziata e riciclaggio<sup>8</sup>.

*Smaltimento delle scorie in discariche speciali* - Viene spesso argomentato che le scorie del processo di incenerimento, che devono essere smaltite in discariche per rifiuti speciali, porteranno alla costruzione di discariche per rifiuti pericolosi<sup>9</sup>, considerate molto più critiche di quelle per rifiuti urbani.

Esiste inoltre una diffusa reticenza popolare dovuta ad una sfiducia nelle amministrazioni e al timore di una cattiva gestione degli impianti di trattamento di rifiuti ed in particolare degli inceneritori. Come risultato, disfarsi dei rifiuti in una discarica, seppellirli e non pensarci più, è risultato in passato spesso la maniera più facile per le amministrazioni locali di gestire i propri rifiuti.

### 8.8.3. La situazione italiana nel contesto internazionale

Nonostante le linee guida europee e le indicazioni del decreto Ronchi, la produzione dei RSU negli ultimi anni è stata caratterizzata in Italia, e in tutta Europa, da un trend positivo di crescita: in Italia, si è registrato un aumento medio annuo del 2,4% nel periodo 1995-2000.

Per quanto riguarda la raccolta differenziata (RD), l'Europa ha raggiunto la media del 19% nel 1999, mentre l'Italia si è attestata solamente al 14,4% di RSU prodotti nell'anno 2000. Analogamente, la quota di RSU inceneriti mediamente in Europa nel 1999 è stata del 25% e in Italia non ha superato l'8,5% sul residuo<sup>10</sup> nel 2000.

---

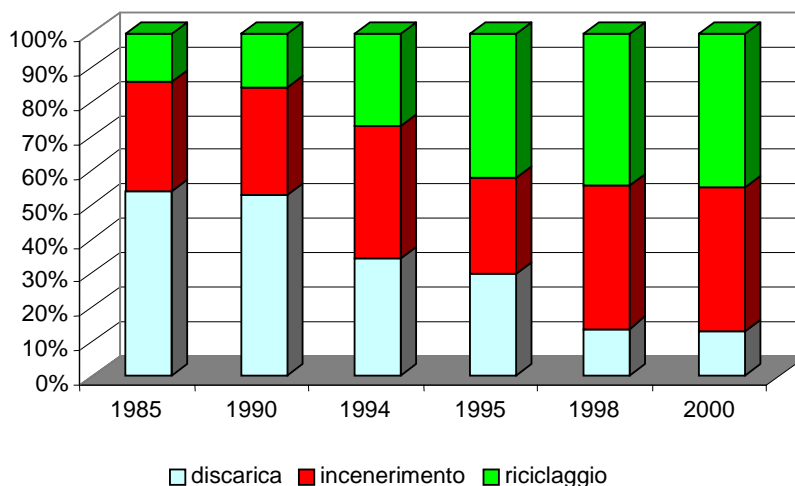
<sup>8</sup> La Svizzera, nel 2000, ha abbinato il raggiungimento di una raccolta differenziata pari a circa il 43% di RSU, con livelli di incenerimento molto elevati, dell'ordine dell'80% del rifiuto al netto della RD.

<sup>9</sup> Nel D.Lgs. 13 gennaio 2003 n. 36, le discariche sono diventate solo di 3 tipi: per rifiuti inerti, per rifiuti non pericolosi e per rifiuti pericolosi.

<sup>10</sup> Il residuo corrisponde ai RSU indifferenziati, cioè ai RSU al netto della RD.

### Box - Un caso virtuoso: la gestione dei rifiuti in Olanda

L'Olanda ha incrementato la produzione di RSU del 3% medio annuo nel periodo 1985-2000, attestandosi nel 2000 ad una produzione *pro capite* di RSU di circa 1,5 kg/giorno. La gestione dei RSU in Olanda negli anni 1985-2000 è esemplificata nell'istogramma, dove si evidenzia come nel 2000 l'Olanda abbia raggiunto livelli di RD del 45%, abbia incenerito il 42% dei propri RSU (ovvero il 76% del rifiuto a valle della RD) e avviato in discarica solamente il 13% dei propri rifiuti.



Gestione dei RSU in Olanda tra il 1985 e il 2000 – Fonte: Milieu Compendium 2001

La drastica riduzione del ricorso alla discarica a beneficio di riciclaggio e termovalorizzazione è stato incalzato dalla situazione territoriale dell'Olanda, per due terzi al di sotto del livello del mare, e dalla capacità residua di soli 10 anni delle discariche esistenti.

Il raggiungimento del 45% di RD è stato stimolato dall'aumento dei costi di conferimento di rifiuti in discarica, dal bando di conferirvi rifiuti utilizzabili come combustibili e inoltre dalla limitazione della capacità impiantistica degli inceneritori.

A tale proposito è utile sottolineare che in Olanda solo il *business* del riciclaggio è nelle mani dei privati, mentre discariche e impianti di termovalorizzazione sono nelle mani dell'amministrazione pubblica. Inoltre, misure per stimolare il mercato dei materiali riciclati, quale la certificazione di qualità dei medesimi, hanno favorito il riciclaggio dei materiali e il loro utilizzo.

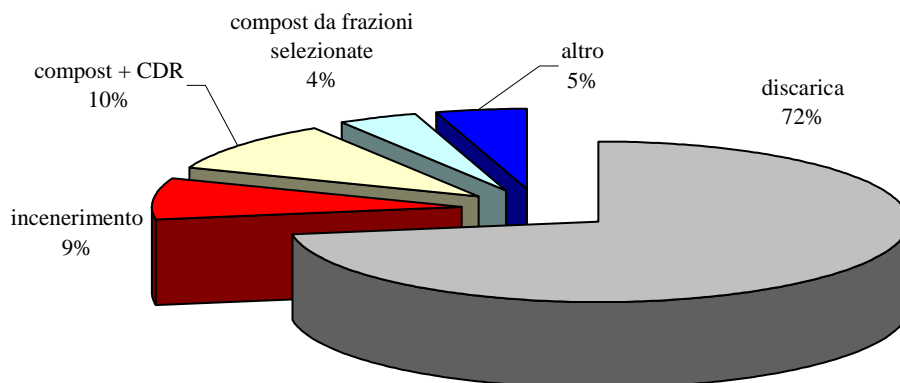
Sembra tuttavia che i livelli di raccolta differenziata abbiano raggiunto una fase stazionaria a causa della qualità dei prodotti stessi e che per superare la quota di RD raggiunta (l'Olanda si era inizialmente prefissata il raggiungimento del 60% di RD per l'anno 2000) tasse aggiuntive e accordi volontari con l'industria, peraltro in parte già stipulati, non siano sufficienti.

Strumenti ben più drastici dovrebbero essere istituiti per spingere l'industria a produrre prodotti con una "recycling performance" (riciclabilità) superiore a quella odierna e a stimolare ulteriormente il mercato dei materiali riciclati.

### 8.8.3.1. La gestione dei rifiuti solidi urbani in Italia<sup>11</sup>

Nel 2000, in Italia, lo smaltimento in discarica è risultato ancora la forma prevalente di gestione dei rifiuti (72,4% dei RSU), seguito solamente da un 10,3% trasformato in compost e CDR, da un 4,1% avviato ad impianti di compostaggio di frazioni selezionate e da un 4,7% trattato altrimenti.

Figura 8.8.3 - Gestione dei RSU in Italia nell'anno 2000



Fonte: APAT (Rapporto Rifiuti 2002)

La quota di RSU inceneriti in Italia nel 2000 è stata dell'8,5%. Tale percentuale non è però indicativa della gestione dei rifiuti di ogni regione, in quanto non uniforme sul territorio nazionale: la Lombardia incenerisce il 47% dei suoi RSU, mentre altre regioni italiane non inceneriscono alcuna parte dei propri RSU.

L'energia elettrica recuperata dall'incenerimento di rifiuti<sup>12</sup> in Italia nel 2001 è stata di 1.211.441 MWh, mentre l'energia termica è ammontata a 1.139.294 MWh. Il 96,7% di questa energia è stato prodotto nell'Italia del Nord, mentre solo l'1,6% e l'1,7% nel Centro e nel Sud Italia rispettivamente.

### 8.8.3.2. La termovalorizzazione dei rifiuti speciali in Italia

Nel 2000, in Italia sono state incenerite 1.896.125 tonnellate<sup>13</sup> di rifiuti speciali, di cui 1.151.230 tonnellate<sup>14</sup> avviate a recupero energetico. La maggior parte di queste ultime sono stati "rifiuti della lavorazione del legno e della produzione di carta, polpa, cartone, pannelli e mobili" (52% del totale in peso), seguiti da un 14% del totale in peso di "rifiuti provenienti da produzione, trattamento e preparazione di alimenti in agricoltura" e da una frazione residua distribuita tra "Rifiuti da processi chimici organici", "Oli esausti", "Rifiuti da impianti di trattamento rifiuti, impianti di trattamento acque reflue fuori sito e industrie dell'acqua" e "Rifiuti non specificati altrimenti".

Tra i principali settori produttivi che hanno utilizzato i rifiuti speciali avviati a recupero energetico, troviamo che il settore della "produzione di energia" ha utilizzato, nell'anno 2000, il 22% di tali rifiuti (vedi istogramma in figura 8.8.4).

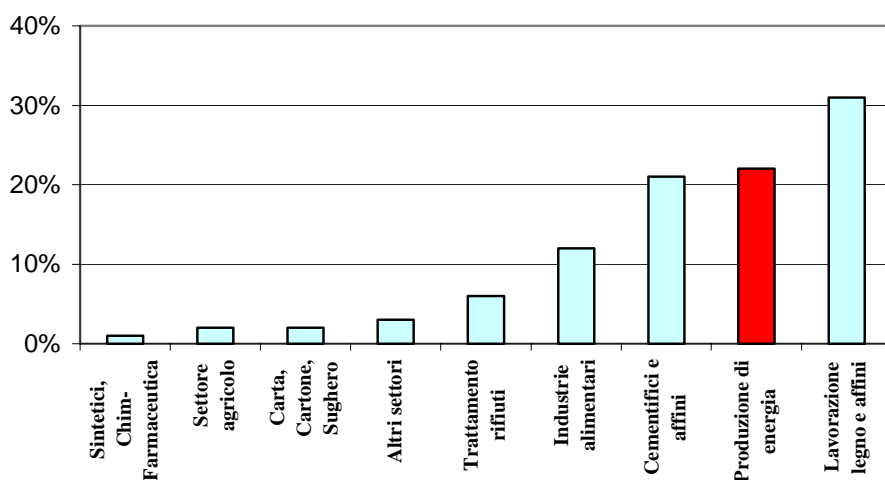
<sup>11</sup> Fonte: Rapporto Rifiuti 2002 pubblicato dall'APAT e ONR disponibile sul sito [http://www.sinanet.anpa.it/aree/Rifiuti/Documentazione/Rapp\\_2002.asp](http://www.sinanet.anpa.it/aree/Rifiuti/Documentazione/Rapp_2002.asp)

<sup>12</sup> La quantità di rifiuti inceneriti nel 2001 è stata di 2.890.576 tonnellate, composta in gran parte dai 2.594.443 tonnellate di rifiuti urbani (CER20) e per il resto da sanitari (CER19) e altri speciali.

<sup>13</sup> Si tratta della quantità complessiva di rifiuti codificati con l'operazione D10 (incenerimento) e R1 (recupero energetico) dal decreto legislativo 22/97.

<sup>14</sup> I rifiuti codificati con l'operazione R1 (recupero energetico) dal decreto legislativo 22/97.

Figura 8.8.4 - La termovalorizzazione dei rifiuti speciali per settore produttivo (anno 2000)



Fonte: APAT (Rapporto Rifiuti 2002)

#### 8.8.4. La gestione della risorsa rifiuti

Come già accennato, la politica comunitaria sui rifiuti si basa su una gerarchia preferenziale delle operazioni di gestione dei rifiuti, nella quale viene assegnata priorità assoluta alla prevenzione della produzione di rifiuti; a seguire vengono il riutilizzo di materia, poi il recupero di energia dai medesimi e, solo in ultima istanza, lo smaltimento in condizioni di sicurezza. Nonostante la prevenzione debba costituire la priorità assoluta delle politiche in materia di rifiuti, non è ipotizzabile che nei prossimi anni sarà possibile prevenire la produzione di qualunque rifiuto attraverso il riuso o riciclo della loro totalità.

Per i rifiuti non recuperabili come materia, l'Unione Europea preferisce il recupero energetico allo smaltimento in discarica. Alla base di questa scelta, stanno motivazioni quali: la presenza di un 60% circa di "carbonio rinnovabile" nei rifiuti, imputabile a legno, tessuti, carta, foglie; le minori emissioni di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh prodotto da rifiuti rispetto alla combustione di fonti energetiche tradizionali quali l'olio combustibile e il carbone; l'evitata produzione di gas climateranti prodotti dai rifiuti avviati in discarica tal quali. Inoltre, la "valorizzazione" del rifiuto come recupero d'energia consente il risparmio di energia da fonti fossili e si traduce in emissioni evitate<sup>15</sup>, in contrapposizione alla perdita di risorse e alla dispersione nell'ambiente che caratterizzano lo smaltimento dei rifiuti in discarica<sup>16</sup>.

Complessivamente in Italia sono stati censiti impianti di termoutilizzazione di RSU con una capacità totale compresa tra 100.000 e 800.000 tonnellate annue di rifiuto di taglia tra 5 MW e 40 MW. Il costo industriale dell'energia prodotta è stimato tra 6,20 e 11,36 c€/kWh.

#### 8.8.5. Tecnologie e processi per il recupero energetico

I rifiuti possono costituire un contributo energetico importante alla produzione di energia, utilizzati direttamente come combustibile, tal quali o dopo opportuna selezione (al fine di sfruttare meglio le caratteristiche delle diverse tipologie), oppure trasformandoli in altre sostanze (solide, liquide o gassose) di più facile utilizzo negli impianti di conversione.

<sup>15</sup> Ai fini del Protocollo di Kyoto le emissioni di anidride carbonica che derivano dal recupero energetico dei rifiuti non vengono conteggiate nel computo delle emissioni totali di anidride carbonica del Paese stesso.

<sup>16</sup> Un quadro complessivo della problematica è contenuto nello studio: "Waste management options and climate change, Final report to the European Commission, DG Environment" a cura di AEATECHNOLOGY Enviroment, Giugno 2001. ([http://europa.eu.int/comm/environment/waste/studies/climate\\_change.pdf](http://europa.eu.int/comm/environment/waste/studies/climate_change.pdf))

Con riferimento alla figura 8.8.5 si elencano di seguito le principali tecnologie per il recupero energetico dei rifiuti, sinteticamente descritte nei paragrafi successivi:

- combustione rifiuto indifferenziato o della frazione “secca” (incenerimento);
- combustione CDR: si tratta di selezionare il rifiuto privandolo della parte a basso contenuto energetico, secondo determinati requisiti di legge, in modo da ottenere un migliore rendimento del ciclo termico;
- digestione anaerobica in condizioni controllate: processo di conversione biochimica cui sottoporre la frazione biologica (biodegradabile) del rifiuto per ottenere biogas;
- fermentazione rifiuto in discarica: processo spontaneo di conversione biochimica con captazione e combustione del biogas prodotto;
- pirolisi rifiuto per la produzione di gas combustibile e oli combustibili pesanti;
- gassificazione rifiuto per la produzione di syngas.

#### 8.8.5.1. Combustione del rifiuto indifferenziato o della “frazione secca”

Il recupero di energia da combustione di rifiuti abbina gli obiettivi dell’incenerimento con quelli propri della combustione, utilizzando combustibili non convenzionali costituiti da rifiuti o da frazioni da essi derivate. Al processo di smaltimento di rifiuti finalizzato alla distruzione di tutte le frazioni combustibili, con conseguente riduzione in massa e volume tipico dell’incenerimento, si aggiunge il recupero di energia dalla combustione dei RSU, finalizzato alla massima produzione di energia termica e/o elettrica. I RSU possono essere bruciati tal quali, oppure a seguito di processi di selezione. I processi di selezione comportano una serie di trattamenti meccanici, per lo più vagliatura e deferrizzazione, finalizzati a migliorare le caratteristiche del rifiuto da incenerire, senza però il vincolo del raggiungimento dei requisiti di legge definiti per il CDR (vedi 8.8.5.2).

Con il termine “frazione secca”, si fa appunto riferimento alla frazione combustibile derivante da vagliatura meccanica dei RSU indifferenziati; in tale flusso, può essere riconducibile anche una frazione che deriva dai sistemi di RD.

Un impianto di termovalorizzazione è sostanzialmente costituito da un forno, da una camera di post-combustione, da una caldaia per il recupero del calore generato dalla combustione e da sistemi per l’abbattimento delle emissioni. All’interno del forno la combustione procede a temperature superiori a 1000 °C attraverso: l’essiccamento del prodotto e la sua pre-combustione, la combustione delle sostanze volatili, la combustione dei residui solidi e la loro trasformazione in scorie. Successivamente, i fumi prodotti vengono trasferiti in una camera di post-combustione per completare i processi di combustione e, quindi, ridurre la presenza di composti organici e di monossido di carbonio nei fumi in uscita dall’impianto. La fase cruciale del ciclo energetico si svolge in caldaia, con la trasformazione dell’acqua in vapore, per azione del calore ceduto dai fumi. Il contenuto entalpico del vapore può essere utilizzato:

- per produrre energia elettrica da immettere in rete e per autoconsumi (autoalimentazione dell’impianto);
- come energia termica tramite una rete di teleriscaldamento;
- per generare una combinazione di elettricità e calore, la cogenerazione.

All’uscita dalla caldaia, i fumi raffreddati vengono immessi nel circuito dei sistemi di depurazione, che consentono l’abbattimento delle diverse tipologie di sostanze inquinanti.



Figura 8.8.5 - Schema di gestione integrata dei RSU

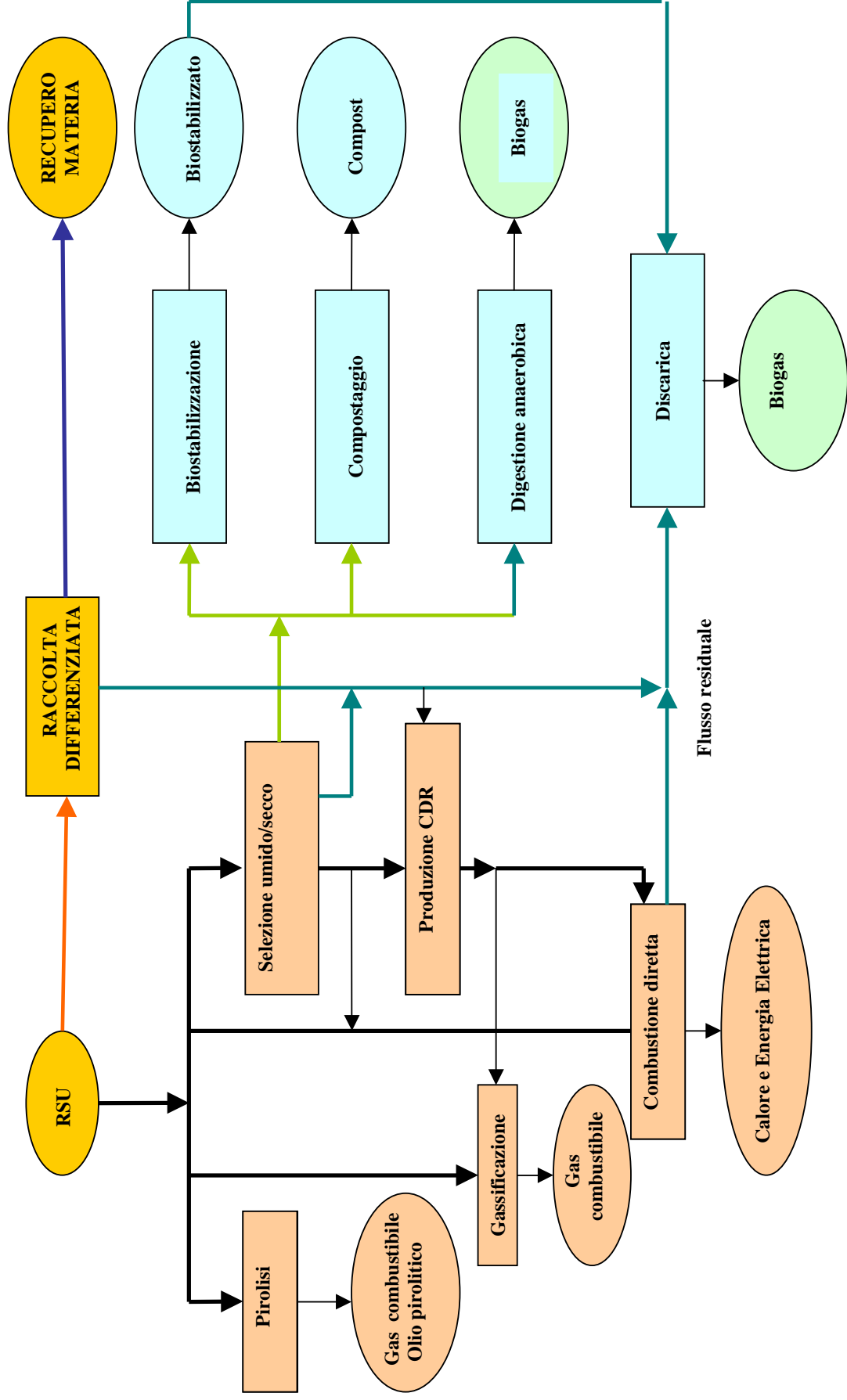
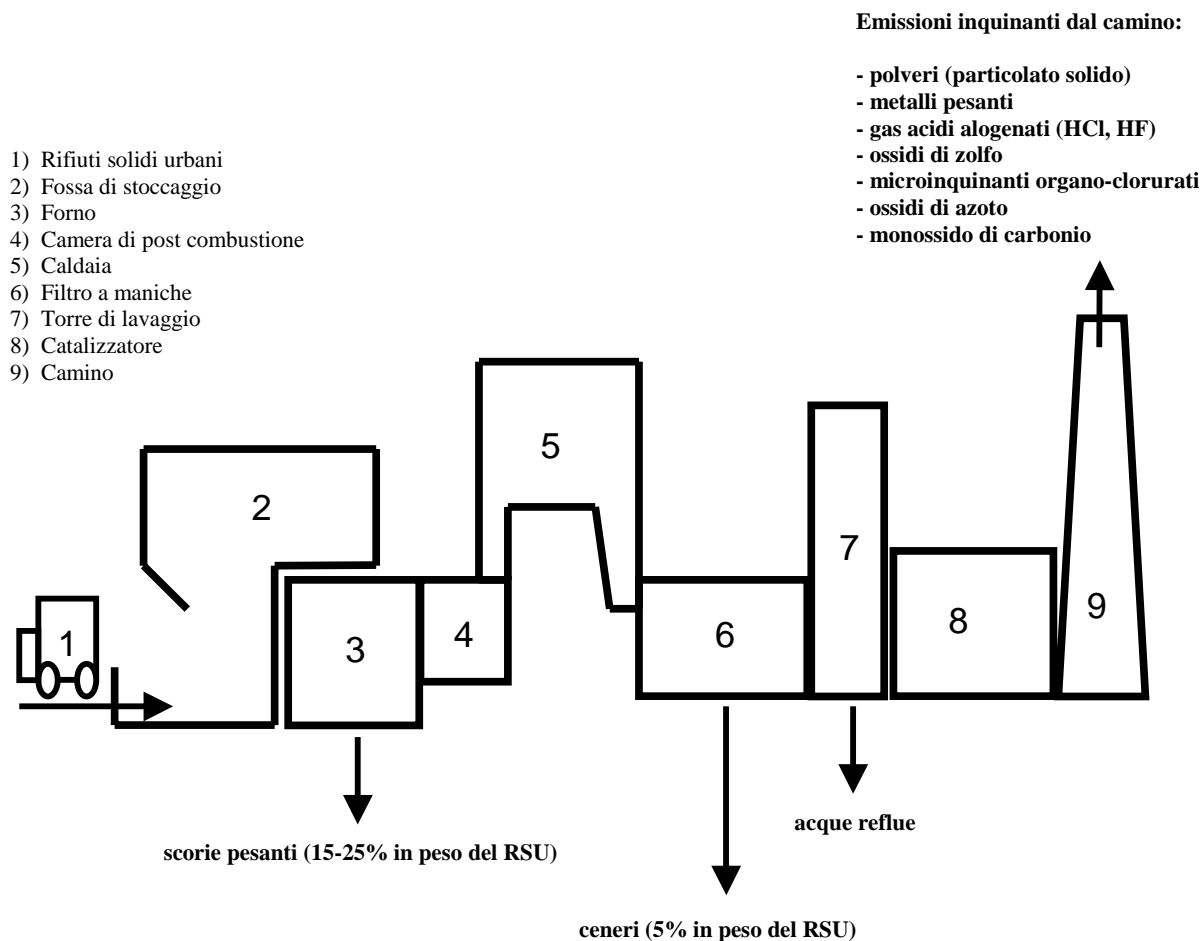


Figura 8.8.6 - Schema di un termovalorizzatore tipo<sup>17</sup> con risalto alle problematiche ambientali.



Come riportato nello schema in figura 8.8.6, a valle delle griglie di combustione (forno), si raccolgono le scorie pesanti, formate dal rifiuto incombusto, che possono essere separate e inviate al recupero in base alla granulometria: il rottame ferroso può essere recuperato in metallurgia, le scorie residue possono essere riutilizzate come materiale per fondi stradali o per altri usi. Altrimenti, tali scorie devono essere conferite in discarica insieme alle ceneri raccolte dall'impianto di depurazione dei fumi. In presenza di un sistema di abbattimento a umido dei fumi, devono essere trattati gli effluenti liquidi che vi si formano, prima dello scarico in corpi idrici.

- L'entità del recupero energetico in un termovalorizzatore di rifiuti è condizionata sostanzialmente dai seguenti parametri:
- *potere calorifico inferiore (PCI) dei rifiuti*: all'aumentare del contenuto energetico dei rifiuti, cresce l'entità del recupero energetico;
- *potenzialità dell'impianto*: al crescere della taglia, migliora il rendimento energetico;
- *tipologia del recupero energetico*: la produzione combinata di energia termica ed elettrica permette un incremento del rendimento energetico complessivo dell'impianto fino a circa 3 volte rispetto alla sola produzione di energia elettrica;
- *ciclo del vapore*: al crescere della pressione e della temperatura del vapore che entra in turbina, si incrementa la produzione di energia elettrica per kg di rifiuto incenerito<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> I sistemi di depurazione dei fumi rappresentati in questo schema sono solo esemplificativi di una gamma più vasta.

<sup>18</sup> Le caratteristiche entalpiche del vapore dipendono dalla composizione dei fumi che entrano in caldaia e, quindi, dalla composizione del rifiuto di partenza: fumi altamente corrosivi limitano le potenzialità del recupero energetico.

### 8.8.5.2. Combustione di combustibile da rifiuti

Con il termine CDR si identifica il combustibile da rifiuti introdotto dal decreto Ronchi (D.Lgs. 22/97), le cui specifiche tecniche sono state fissate nel successivo D.M. 5.02.98. In sintesi, il CDR deve essere ricavato da RSU, a valle della raccolta differenziata e mediante processi di selezione e trattamento tali da innalzarne il potere calorifico<sup>19</sup>. Proprio a tal fine, la legge prevede la possibilità di aggiungere alla miscela una quantità massima pari al 50% di alcuni scarti industriali.

Le tecniche sviluppate per l'estrazione della frazione a maggiore densità energetica prevedono la frantumazione del rifiuto, il passaggio al vaglio, il trattamento per selezionare la sola frazione secca ed il suo compattamento. A seconda della qualità del CDR, è possibile utilizzarlo in impianti specifici o come combustibile per i normali inceneritori.

In linea con la strategia europea sulla gestione dei rifiuti, è possibile considerare il potenziale associato al recupero d'energia da CDR all'interno di un sistema di gestione integrata ed "intelligente" del ciclo dei rifiuti, in modo da valutare la possibilità di avvalersi del recupero energetico dei rifiuti sia in co-combustione in centrali termoelettriche esistenti o altri tipi di impianti (ad es. forni da cementificio), che in impianti dedicati di termovalorizzazione. Pertanto, in ogni ambito territoriale ottimale, occorre valutare se sia più conveniente bruciare il CDR (possibilmente prodotto localmente) in co-combustione in impianti già esistenti piuttosto che in impianti dedicati.

La realizzazione di un termovalorizzatore in una determinata area va incontro alle esigenze di natura logistica, nel rispetto dei vincoli localizzativi connessi alla normativa vigente, in quanto il dimensionamento della capacità impiantistica deve tenere conto del quantitativo dei rifiuti prodotti nell'ambito territoriale, senza per questo disincentivare le altre forme di gestione dei rifiuti considerate prioritarie dalla normativa stessa. Inoltre, con la costruzione di un nuovo impianto è possibile ricorrere alle *best available techniques* (BAT): è opportuno ricordare che un termovalorizzatore "pulito" necessita delle tecnologie più innovative nel processo di combustione e nella sezione di trattamento fumi, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale del processo.

D'altro canto, potere impiegare il CDR nel processo di co-combustione offre vantaggi di tipo ambientale ed economico, in quanto consente di utilizzare impianti dedicati alla produzione di energia elettrica, già esistenti ed operativi (dotati dei necessari presidi ambientali), senza dover affrontare l'onere economico, ma anche sociale e territoriale, della costruzione di un termovalorizzatore. Vista l'aggiunta di una fase di selezione del rifiuto per ottenere il CDR, l'elettricità da impianti a CDR ha un costo maggiore di quella da termovalorizzatori semplici, quantificabile tra gli 8,78 e i 14,46 c€/kWh secondo il tipo di impianto<sup>20</sup>.

### 8.8.5.3. Digestione anaerobica in condizioni controllate

La digestione anaerobica trasforma, ad opera di microrganismi che agiscono in assenza di ossigeno, le sostanze organiche presenti nei rifiuti di origine vegetale e animale in biogas. Tale gas possiede un potere calorifico medio dell'ordine di 23.000 kJ/Nm<sup>3</sup> ed è composto da metano per il 60% circa e, per la parte restante, essenzialmente da anidride carbonica. In seguito ad un processo di raccolta, deumidificazione e depurazione, il biogas può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas e produrre calore, oppure in motori a combustione interna per produrre energia elettrica.

Negli impianti a digestione anaerobica possono essere utilizzati gli scarti dell'industria alimentare, le deiezioni animali provenienti dall'industria zootecnica, i reflui civili, e la parte organica dei rifiuti solidi urbani, assicurandosi una buona selezione del rifiuto nella fase di raccolta, in particolare se il

<sup>19</sup> Sintesi requisiti del CDR: Potere Calorifico Inferiore minimo di 15.000 kJ/kg (3600 kcal/kg circa); umidità massima del 25% in peso; ceneri massime prodotte 20% in peso sul secco.

<sup>20</sup> Ricerca effettuata dal "Kyoto Club" su incarico del Ministero dell'Ambiente, disponibile sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio: [http://www.minambiente.it/Sito/settori\\_azione/iar/FontiRinnovabili/novita/ricerca\\_kyoto\\_club.asp](http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/iar/FontiRinnovabili/novita/ricerca_kyoto_club.asp)

rifiuto proviene dalla differenziazione dei rifiuti civili, in quanto essenziale per fare avvenire una digestione ottimale.

Quasi tutto il gas prodotto attraverso una digestione anaerobica in condizioni controllate, ossia all'interno dei digestori chiusi negli appositi impianti, può essere recuperato e utilizzato come combustibile, senza quindi fare avvenire dispersioni rilevanti di biogas in atmosfera.

Inoltre, l'effluente può essere utilizzato come fertilizzante in quanto ciò che rimane del rifiuto al termine del processo di fermentazione è ricco di elementi nutritivi quali il fosforo, l'azoto e il potassio.

#### 8.8.5.4. Biogas da discarica

La parte biodegradabile degli RSU che si viene a trovare in assenza di ossigeno in discarica è anch'essa sottoposta al processo di digestione anaerobica e, analogamente al biogas da impianti di digestione anaerobica, il gas risultante dalla fermentazione dei rifiuti in discarica è ricco in metano.

Trattandosi di un processo biologico spontaneo, il cui effetto è la produzione di un gas a effetto serra, inquinante se disperso in atmosfera, è stato reso obbligatorio con il D.Lgs. n. 36 del 13 gennaio 2003, attrezzare le discariche di un sistema di captazione del gas, ubicando dei tubi per la raccolta del biogas in pozzi eseguiti nel rifiuto.

In seguito a tale decreto, la produzione di energia elettrica da biogas è diventata concorrenziale con quella da combustibili fossili tradizionali in quanto parte dei costi della produzione di energia da biogas vengono riversati sui costi di gestione dei rifiuti. Il prezzo industriale dell'energia elettrica da biogas è stato valutato intorno ai 4,65 c€/kWh nello studio effettuato dal "Kyoto Club" su incarico del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e disponibile sul sito del Ministero. Se si considera inoltre la possibilità di accedere al meccanismo incentivante dei certificati verdi, lo sfruttamento del biogas da discarica per la generazione di energia elettrica risulta notevolmente conveniente per i gestori delle discariche.

#### 8.8.5.5. Pirolisi del rifiuto

La pirolisi dei rifiuti si basa sulla trasformazione in energia di materia (che deve essere caratterizzata da un rapporto C/N di valore superiore a 30 e un'umidità inferiore al 30%) a temperature comprese tra i 400 e gli 800 °C, in completa assenza o in presenza di quantità estremamente limitate di ossigeno. I prodotti della pirolisi possono essere gassosi, liquidi o solidi, in proporzioni che dipendono dalla metodologia utilizzata e dai parametri della reazione di pirolisi.

In tale processo, il materiale gassifica, ovvero viene distillata la frazione organica, dando origine ad un gas che possiede un potere calorifico piuttosto elevato, in quanto non ancora ossidato. Il gas che si sviluppa rappresenta dal 15% al 30% in peso del materiale organico originario, a seconda della temperatura del processo, ed è formato essenzialmente da anidride carbonica, ossido di carbonio, idrogeno, metano e idrocarburi leggeri.

Il potere calorifico inferiore del gas sviluppato risulta generalmente compreso tra gli 8.500 kJ/Nm<sup>3</sup> e i 12.500 kJ/Nm<sup>3</sup>.

Il residuo liquido ottenuto per condensazione della fase vapore è assimilabile ad un olio combustibile, si aggira sul 50-60% in peso del materiale iniziale ed è costituito da acqua, catrame e composti organici.

Il residuo solido, di volume e peso notevolmente ridotto rispetto all'inizio, contiene componenti combustibili ed è costituito essenzialmente da carbonio, inerti e ceneri. Il suo potere calorifico inferiore è compreso tra 21.000 kJ/kg e 25.000 kJ/kg.

La produzione di energia dai prodotti della pirolisi è resa problematica dalla scarsa qualità degli stessi, limitando il loro utilizzo in turbine a gas o con motori diesel.

#### 8.8.5.6. Gassificazione del rifiuto per la produzione di syngas

La gassificazione dei rifiuti consiste nella produzione di un gas combustibile a basso potere calorifico inferiore (variabile tra i 4.000 kJ/Nm<sup>3</sup> e i 14.000 kJ/Nm<sup>3</sup> a seconda del tipo di tecnologia utilizzata per la sua produzione) attraverso una parziale ossidazione dei rifiuti a temperature intorno ai 950 °C. Il gas combustibile prodotto contiene di norma metano, anidride carbonica, monossido di carbonio, idrogeno, acqua, tracce di idrocarburi di maggior peso molecolare e vari contaminanti tra i quali il tar, ovvero l'olio bituminoso prodotto a seguito delle reazioni di pirolisi e presente in forma di vapore all'interno del gas. A causa della presenza dei molti contaminanti, il gas deve essere sottoposto a trattamenti di depurazione, che ne riducono ulteriormente il contenuto energetico, prima di essere utilizzato in impianti per il recupero energetico.

I limiti connessi alla gassificazione dei rifiuti sono legati principalmente al basso contenuto energetico per unità di volume del gas di sintesi, che non consente di impiegarlo quale vettore energetico per problemi di stoccaggio e trasporto, e impone dunque la localizzazione dei gassificatori nei pressi di impianti di recupero energetico pre-esistenti.

Un ulteriore problema legato alla gassificazione è dato dalla necessità di impiegare un materiale abbastanza omogeneo nel reattore, per cui tale tecnologia è generalmente applicata sul CDR, preferibilmente pellettizzato, anche se esistono esperienze di gassificazione condotte su RSU tal quali. La scarsità di impianti operanti su scala reale limita lo sviluppo e la diffusione di questa tecnologia, così come una valutazione economica completa su di essa.

#### 8.8.6. *La produzione di energia da rifiuti in Italia: prospettive e scenari*

Si sono ipotizzati tre scenari di recupero energetico da rifiuti al 2010 in Italia. Tali scenari sono stati disegnati prospettando il raggiungimento di una quota di raccolta differenziata pari al 35% dei RSU prodotti, così come previsto dal decreto Ronchi per la fine del 2003, e ipotizzando una crescita della produzione di rifiuti urbani pari al 2% annuo<sup>21</sup>.

- Scenario 1: si ipotizza l'installazione di impianti per una potenza complessiva di 800 MW<sup>22</sup>, corrispondente ad una termovalorizzazione del 28% sul residuo<sup>23</sup> (vedi ipotesi di funzionamento degli impianti descritte qui di seguito).
- Scenario 2: si considera una quota parte di RSU a recupero di energia pari al 52%, corrispondente alla percentuale di termovalorizzazione sul residuo della Svezia, uno tra i paesi europei che fanno il maggiore ricorso all'incenerimento nella gestione dei rifiuti (valore riferito all'anno 2000 – fonte APAT).
- Scenario 3: si prospetta il raggiungimento di una % di RSU a termovalorizzazione intermedia agli scenari 1 e 2, pari quindi al 40% sul residuo.

Ipotizzando impianti funzionanti 8000 h/a, un PCI del rifiuto di 17.000 kJ/kg e un rendimento del ciclo termico degli impianti del 21%, ai tre scenari qui proposti per la valorizzazione energetica dei rifiuti in Italia al 2010, corrispondono tre possibili quantitativi di energia elettrica prodotta a partire da rifiuti<sup>24</sup>.

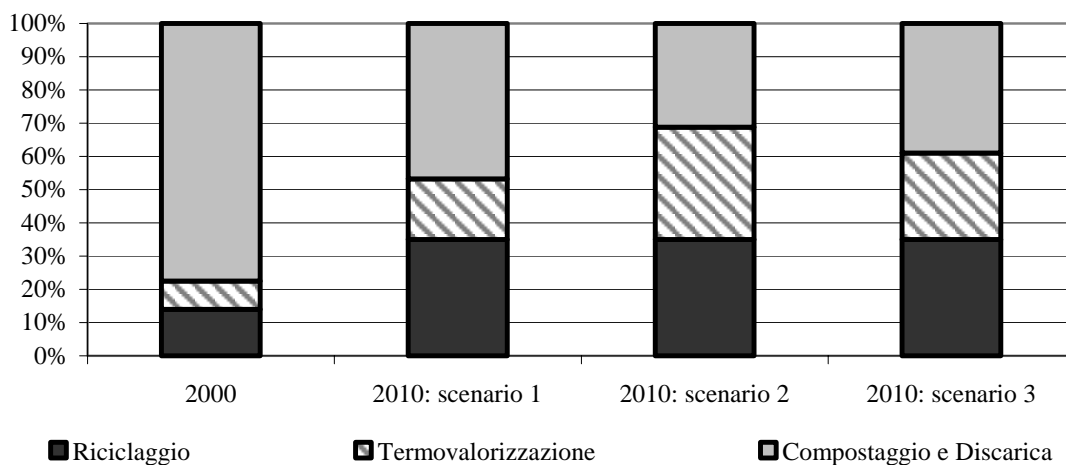
<sup>21</sup> I RSU prodotti nel 2000 sono ammontati a 28.958.545 tonnellate; con un tasso di incremento del 2% annuo nel 2010 i RSU prodotti saranno 35.300.304 tonnellate.

<sup>22</sup> Stima al 2008-2012 riportata nel Libro Bianco sulle energie rinnovabili del 1999.

<sup>23</sup> Il residuo corrisponde al RSU indifferenziato, cioè al RSU al netto della RD.

<sup>24</sup> Un valore di PCI di circa 17.000 kJ/kg corrisponde al PCI di un kg di RSU selezionato e trattato allo scopo di innalzarne il potere calorico. Nell'analisi dei tre scenari, va considerato che ipotizzando una certa percentuale di RSU destinata alla termovalorizzazione, si deve trattare a tal fine una percentuale molto più alta di rifiuto.

Figura 8.8.7 - Scenari di recupero energetico da rifiuti al 2010



Secondo questi tre scenari, la termovalorizzazione coprirebbe il fabbisogno energetico nazionale in percentuale pari al 2%, 3,7% e 2,8% rispettivamente (vedi tabella 8.8.1).

Tabella 8.8.1 - Produzione di energia elettrica e copertura del fabbisogno energetico italiano nel 2010 nei tre scenari.


	Quota di termovalorizzazione sull'indifferenziato (RU - RD)	Potenza complessiva corrispondente (MW)*	Produzione di energia elettrica associata (TWh)	Copertura del fabbisogno energetico (%) **
<b>Scenario 1</b>	28%	800	7,9	2%
<b>Scenario 2</b>	52%	1486	14,7	3,7%
<b>Scenario 3</b>	40%	1143	11,3	2,8 %

note:

\* comprensiva della potenza già installata

\*\* la copertura del fabbisogno energetico italiano si basa su una stima calcolata prevedendo una crescita media pari al 3% annuo che porterebbe il fabbisogno dai 298,5 TWh dell'anno 2000 alla quota di 401,2 TWh per il 2010 (fonte GRTN).



Edito dall'   
Funzione Centrale Relazioni Esterne  
Unità Comunicazione  
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma  
[www.enea.it](http://www.enea.it)

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu  
Copertina di Bruno Giovannetti

Stampa: Primaprint (Viterbo)  
Finito di stampare nel mese di febbraio 2004