

LE FONTI RINNOVABILI 2005

Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità

LE FONTI RINNOVABILI 2005

Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità

2005 ENEA

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

Lungotevere Thaon di Revel, 76

00196 Roma

ISBN 88-8286-128-7

Il Rapporto è stato parzialmente finanziato dal progetto Operativo Energia

del Ministero delle Attività Produttive (PON ATAS FESR)

ENEA-PON-FESR-2005-066

In copertina: Gloria Tranchida, "Fonti rinnovabili", 2004, tecnica mista su tela

(acrilico, smalto, stucco, sabbia e cartone riciclato), cm 80 x 120,

per gentile concessione dell'autore gloriatranchida@yahoo.it



LE FONTI RINNOVABILI 2005

Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità

A cura di Carlo Manna

Contributi*

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

Responsabile scientifico e coordinamento redazionale: Carlo Manna

Collaborazione editoriale: Patrizia Corrias

Edizione a cura di Giuliano Ghisu

LE FONTI RINNOVABILI 2005

Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità

Capitolo 1 - Produzione di energia da fonti rinnovabili

a cura di: Carlo Manna e Umberto Ciorba

contributi: Antonio Colangelo

Capitolo 2 - Meccanismi di incentivazione e mercato delle rinnovabili in Italia

a cura di: Matteo Leonardi

(Autorità Energia Elettrica e Gas, Ufficio Documentazione e Studi)

Capitolo 3 - Il ruolo delle rinnovabili nelle analisi di scenario

a cura di: Francesco Gracceva

Capitolo 4 - Esternalità ambientali e cicli energetici

a cura di: Andrea Colosimo

contributi: Erika Mancuso

Capitolo 5 - Interventi delle imprese sul territorio

a cura di: Alessandro Brusa (Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili)

Capitolo 6 - Effetti del nuovo quadro legislativo: l'autorizzazione unica

a cura di: Simone Crabargiu (Istituto per la Promozione Industriale Direzione Programmi Comunitari, Dipartimento Energia e Servizi)

contributi: Sergio Cereda (Studio Legale Radice & Cereda)

Capitolo 7 - Tecnologie e mercato delle rinnovabili

a cura di: Maria Cristina Tommasino e Carlo Manna

contributi: Giacobbe Braccio; Salvatore Castello, Saverio Li Causi; Paolo Morgante; Vito Pignatelli, Luciano Pirazzi, Giuseppe Tommasetti (FIRE)

Capitolo 8 - Scambi commerciali e competitività internazionale dell'industria

a cura di: Maria Cristina Tommasino e Daniela Palma

Capitolo 9 - Prospettive per il mercato delle rinnovabili in Italia: sviluppo industriale e occupazione

a cura di: Arturo Lorenzoni (Università degli Studi di Padova e IEFÉ, Università Bocconi)

Si ringrazia Sergio Ferrari per il contributo offerto nella fase di impostazione del Capitolo 8 del Rapporto

* Tutti i nominativi corrispondono a personale ENEA, se non diversamente indicato.

Premessa

La comunità scientifica internazionale indica tra gli obiettivi prioritari di politica energetica il contenimento dei consumi di energia e il ricorso crescente a fonti rinnovabili di energia. Nonostante le previsioni dei principali osservatori internazionali ci dicano che le fonti fossili costituiranno ancora per qualche decennio la principale fonte di approvvigionamento energetico, appare comunque urgente avviare una riflessione e intraprendere azioni volte a guidare la transizione verso un nuovo modello energetico gestendo in positivo gli effetti dei cambiamenti che ne conseguiranno sul piano economico e sociale.

Nella sfida che si presenta a livello Paese gioca un ruolo determinante lo sviluppo di un sistema integrato ricerca-industria in grado di accelerare l'introduzione sul mercato di nuove tecnologie. In questo processo appare determinante il ruolo ricoperto dai meccanismi di incentivazione adottati che, attraverso una politica mirata, possono determinare risultati significativi, quali quelli raggiunti in Paesi come la Germania o la Spagna in cui i nuovi settori industriali delle rinnovabili si presentano già oggi come una realtà vivace e consolidata con un indotto significativo in termini economici e di occupazione e prospettive di crescita sul mercato internazionale di grande rilievo.

In Italia, con il recepimento della direttiva comunitaria sulle fonti rinnovabili, si è aperto uno scenario all'interno del quale l'intervento per lo sviluppo delle rinnovabili può rappresentare una forte occasione di crescita industriale, tanto più strategica in quanto si collochi in settori a elevato tasso di innovazione tecnologica. In questa ottica è necessario che i meccanismi di incentivazioni siano in grado di innescare un circolo virtuoso tra tecnologia, innovazione e sviluppo industriale.

In questa prospettiva si collocano le attività che l'ENEA porta avanti sul piano energetico e ambientale proponendosi, in sinergia con le attività di ricerca e sperimentazione, a supporto delle politiche di innovazione e di sviluppo competitivo del nostro sistema della produzione e dei servizi.

Al tema specifico delle fonti rinnovabili di energia l'ENEA dedica tradizionalmente uno spazio di analisi all'interno dell'annuale Rapporto Energia e Ambiente, a cui si è affiancato nel 2003 un volume interamente dedicato alle fonti rinnovabili in cui venivano proposti, insieme ad una ricognizione sul piano delle tecnologie di produzione energetica, alcuni risultati delle attività di analisi di tipo energetico e ambientale svolte da ricercatori e tecnologi dell'ENEA.

Con il Rapporto Rinnovabili 2005 si è inteso proseguire sulla linea tracciata, focalizzando in particolare gli aspetti relativi alle opportunità che dallo sviluppo di queste fonti potrebbero derivare al nostro sistema industriale. L'auspicio è che l'impegno dell'ENEA in questa direzione possa contribuire sempre più a fornire elementi informativi e strumenti di analisi che siano di effettiva utilità al decisore pubblico, all'operatore industriale e al cittadino.

Prof. Luigi Paganetto, Commissario straordinario ENEA

Contraddizioni e opportunità dalle fonti rinnovabili

di Arturo Lorenzoni, Università degli Studi di Padova e IEFE, Università Bocconi

Le fonti rinnovabili sono una realtà molto anomala: sempre invocate ad auspicate nei documenti di politica energetica perché volute dalla gente, con grandi spazi dedicati nella comunicazione delle imprese, hanno invece trovato con difficoltà uno spazio rilevante nei piani di investimento delle grandi aziende energetiche. Come mai questa dicotomia?

Nel cercare di dare una risposta a questa domanda si possono scoprire le ragioni dell'importanza di questo volume, che vuole aiutare i cittadini ed i decisori pubblici italiani a scoprire il valore degli investimenti in questo nuovo settore industriale sul piano economico, ambientale e della sostenibilità.

Nessun esperto di comunicazione consentirebbe mai, oggi, ad un'impresa energetica sua cliente di non ritagliare uno spazio rilevante per far conoscere quanto essa intenda svolgere, e magari anche svolgere, nel campo delle fonti rinnovabili. Altrettanta attenzione per queste fonti certamente non viene riservata da coloro che consigliano l'azienda in merito ai nuovi investimenti.

Emerge qui un primo aspetto critico per lo sviluppo delle nuove tecnologie rinnovabili: comportano investimenti che non rientrano tra le attività caratteristiche degli operatori tradizionali del settore energetico, con taglie di impianto piccole, distribuiti sul territorio, fortemente integrati nel tessuto socio-economico locale.

Per essere remunerativi, questi impianti richiedono competenze assolutamente diverse da quelle che sono state sviluppate dalle imprese energetiche in passato.

Per questa ragione esse traggono maggior beneficio dalle fonti rinnovabili in termini di immagine. È il caso di Electricité de France che, grazie al parco idroelettrico sviluppato ormai oltre mezzo secolo fa, tiene a farsi conoscere come il più grande produttore di energia rinnovabile del mondo piuttosto che per i flussi di cassa generati.

Un secondo fattore che ostacola la crescita delle fonti rinnovabili è la difficoltà di valutare correttamente le esternalità connesse con la produzione di energia, che fanno apparire costose queste opzioni tecnologiche quando ci si limiti ad una prospettiva di costi privati e non di costi sociali. Una corretta valutazione dei costi ambientali, infatti, ridimensiona decisamente il divario di costo con le fonti fossili, fino ad annullarlo in molti casi, soprattutto con gli attuali costi dei combustibili.

Un ulteriore aspetto critico è legato agli alti costi di investimento richiesti, che comportano buone redditività solo quando si accettino tempi di ritorno del capitale investito piuttosto lunghi (in generale al di sopra dei 15 anni), difficilmente compatibili con il mercato liberalizzato di oggi. A fatica il mercato riesce a valutare correttamente le tecnologie a più alto costo di investimento (le fonti rinnovabili, come anche il nucleare!), preferendo concentrare gli investimenti su soluzioni tecnologiche con minori costi di investimento (e quindi minor rischio sul capitale investito), anche se queste rivelassero un costo complessivo superiore.

Infine si tenga in considerazione che la maggior parte delle fonti rinnovabili è utilizzabile con tecnologie relativamente nuove, con tutti i problemi che comporta la diffusione su larga scala di tecnologie giovani (dall'integrazione su larga scala della generazione distribuita, all'utilizzo del solare termico nell'edilizia, alla scelta dei materiali per il fotovoltaico, solo per fare alcuni esempi).

Dagli elementi sinteticamente richiamati si comprende come sia auspicabile l'intervento pubblico per indirizzare le politiche energetiche su scala locale, nazionale ed internazionale verso le scelte ottime sul piano sociale, al fine di rendere concrete nuove opportunità, prima ancora che fare i conti con la necessità di dare una prospettiva sostenibile al sistema energetico.

Questo intervento ha certamente un costo, ma non sembra proibitivo: i circa 1500 M€ l'anno che i consumatori elettrici italiani hanno pagato complessivamente per le incentivazioni CIP6 sono una cifra importante, ma, per fare un paragone, sono meno della metà dell'utile netto conseguito da ENEL nel 2004.

I 5 €/MWh di incidenza sui costi dell'energia elettrica che comportano complessivamente il CIP 6 ed il mercato dei Certificati Verdi sono tanti, ma non sono quelli che rendono i prezzi dell'energia elettrica in Italia tra i più alti d'Europa.

Un incremento dell'uso delle fonti rinnovabili non può non rientrare in una politica intelligente di diversificazione delle fonti, insieme a molte altre azioni sul lato dell'offerta e della domanda, che sono necessarie al nostro Paese per affrontare coerentemente l'incerto mercato dell'energia dei prossimi decenni.

È bene non nascondersi che l'attuale *trend* di crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non consentirà di raggiungere gli obiettivi che il nostro Paese ha preso in sede internazionale per il 2010. Forse è tardi per raggiungere il 22% della domanda elettrica richiesto dalla direttiva 2001/77/CE, ma una politica mirata può ancora portare a risultati significativi, quali quelli raggiunti in Paesi come la Germania o la Spagna.

Il volume rappresenta un'occasione importante per fare il punto sulle prospettive di sviluppo di questo nuovo settore industriale che, a quattro anni dalla direttiva europea 2001/77/CE, in alcuni Paesi è ormai una realtà vivace e consolidata con un indotto significativo in termini economici e di occupazione e prospettive di crescita sul mercato internazionale di grande rilievo, mentre in Italia ancora fatica ad assumere dimensioni tali da farne un tassello importante del tessuto economico.

È urgente a questo proposito il completamento delle regole: dopo il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 397, per troppo tempo si è atteso che fossero messe in atto le misure solo annunciate (dall'estensione della durata dei Certificati Verdi per la biomassa, al conto energia per il fotovoltaico, solo per fare degli esempi), accumulando un ritardo nei confronti di altri Paesi europei che pagheremo in termini di capacità industriale.

Lo spostamento delle competenze normative dallo Stato alle Regioni sancito dal decreto legislativo 112/99, contestuale alla liberalizzazione del settore stabilita dal decreto 79/99, ha contribuito a rendere difficile la definizione delle nuove regole.

A maggior ragione è indispensabile una regia per guidare il processo di diversificazione industriale: gli autori hanno raccolto una richiesta forte da parte degli operatori del settore per la definizione di un quadro di regolamentazione stabile e completo, che possa essere credibile di fronte al mondo finanziario ed attrarre competenze professionali qualificate.

L'auspicio, dunque, è che lo sforzo compiuto nell'aggregare i dati e le riflessioni contenute in questo volume non sia fine a se stesso, ma possa concretamente contribuire a rilanciare un confronto serio e sereno tra tutti gli operatori e le amministrazioni interessate su cosa si intenda per sostenibilità e competitività nel settore energetico.

Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità - Sommario

Capitolo 1 - Produzione di energia da fonti rinnovabili	17
1.1 Quadro internazionale	19
1.1.1 Ricorso alle rinnovabili a livello mondiale	19
1.1.2 Ricorso alle rinnovabili: l'Italia nel contesto internazionale	22
1.2 Energia da fonti rinnovabili in Italia	24
1.2.1 Produzione di energia elettrica	27
1.2.2 Produzione di calore	32
1.2.3 Biocombustibili	33
1.3 Piani e interventi delle Amministrazioni Locali	34
1.3.1 Interventi delle Regioni e delle Province Autonome	34
1.3.2 Le rinnovabili nei Piani Energetico-Ambientali Regionali	43
Capitolo 2 - Meccanismi di incentivazione e mercato delle rinnovabili in Italia	55
2.1 Introduzione	57
2.2 Le incertezze del sistema di incentivazione	57
2.2.1 Energia incentivata attraverso il meccanismo CIP6: quantità e costi	58
2.2.2 Energia incentivata con i Certificati Verdi: quantità e costi	60
2.3 Stima della generazione totale incentivata	64
2.4 Stima dei costi dei Certificati Verdi per il sistema elettrico	67
2.5 Le novità introdotte con il decreto sul "conto energia"	70
Capitolo 3 - Il ruolo delle rinnovabili nelle analisi di scenario	73
3.1. Premessa	75
3.2. Scenari UE	75
3.2.1 Il ruolo delle rinnovabili nel sistema energetico	76
3.2.2 Il ruolo delle rinnovabili nel sistema elettrico	78
3.3 Uno scenario per l'Italia	79
3.3.1 Descrizione dello scenario e obiettivi della simulazione	80
3.3.2 Principali risultati della simulazione	82
3.3.3 Confronto tra lo scenario tendenziale e il Libro Bianco	84
3.3.4 Competitività delle diverse fonti rinnovabili	84
3.4 Riferimenti bibliografici e fonti	86
Capitolo 4 - Esternalità ambientali e cicli energetici	87
4.1 Premessa	89
4.2 Esternalità: concetto teorico e quadro d'insieme	89
4.3 La problematica della valutazione economica delle esternalità	91
4.3.1 Concetti di valore dell'ambiente: il "valore d'uso"	91
4.3.2 Il valore d'uso indiretto	93
4.3.3 Il valore d'uso totale	94
4.3.4 Il "valore di esistenza"	94
4.4 Sequenzialità della valutazione dei danni	95
4.4.1 L'individuazione	95
4.4.2 La quantificazione fisica	95
4.4.3 La quantificazione monetaria	96
4.4.4 L'internalizzazione	97

4.5	Calcolo delle esternalità: la metodologia "ExternE"	98
4.5.1	Il progetto ExternE	98
4.5.2	Problematiche metodologiche	100
4.6	Una alternativa per il calcolo delle esternalità: l'indice MIPS	104
4.6.1	La base metodologica	104
4.6.2	Una applicazione operativa	104
Capitolo 5 - Interventi delle imprese sul territorio		109
5.1	Introduzione	111
5.2	Progettazione di impianti	111
5.2.1	Idroelettrico ad acqua fluente	111
5.2.2	Eolico	114
5.2.3	Produzione di biogas	117
5.2.4	Utilizzo energetico di biomassa	119
5.3	Costruzione di impianti	124
5.3.1	Idroelettrico ad acqua fluente	124
5.3.2	Eolico	126
5.3.3	Produzione di biogas	128
5.3.4	Utilizzo energetico di biomassa	129
5.4	Iter autorizzativo	132
5.4.1	Idroelettrico ad acqua fluente	132
5.4.2	Eolico	134
5.4.3	Produzione di biogas	135
5.4.4	Utilizzo energetico di biomassa	136
5.5	Il consenso locale	138
5.6	Gestione in esercizio impianti	141
5.6.1	Idroelettrico ad acqua fluente	141
5.6.2	Eolico	142
5.6.3	Produzione di biogas	143
5.6.4	Utilizzo energetico di biomassa	143
5.7	Conclusioni	144
5.8	Riferimenti bibliografici e fonti	145
Capitolo 6 - Effetti del nuovo quadro legislativo: l'autorizzazione unica		147
6.1	Il riparto di competenze tra lo Stato e le Regioni in materia di energia	149
6.2	Il procedimento unico	154
6.3	L'obiettivo indicativo regionale	156
6.4	L'ubicazione degli impianti	158
6.5	Aspetti organizzativi della procedura di rilascio dell'autorizzazione unica	160
6.6	La conferenza di servizi	161
6.6.1	Funzionamento della conferenza di servizi	161
6.6.2	I partecipanti alla conferenza di servizi	164
6.7	Considerazioni conclusive	166

Capitolo 7 - Tecnologie e mercato delle rinnovabili	169
7.1 Premessa	171
7.2 Energia eolica	171
7.2.1 Componenti e sistemi	171
7.2.2 Prospettive della tecnologia e costi	172
7.2.3 Diffusione della tecnologia	173
7.2.4 Mercato	175
7.3 Energia solare fotovoltaica	178
7.3.1 Componenti e sistemi	178
7.3.2 Costi	180
7.3.3 Diffusione della tecnologia	181
7.3.4 Mercato	183
7.4 Energia idroelettrica di piccola scala	187
7.4.1 Sistemi e componenti	187
7.4.2 Costi	189
7.4.3 Diffusione della tecnologia	189
7.4.4 Mercato	191
7.5 Energia solare termica	192
7.5.1 Sistemi e componenti	192
7.5.2 Prospettive di sviluppo della tecnologia e costi	193
7.5.3 Diffusione della tecnologia	194
7.5.4 Mercato	196
7.6 Energia da biomassa	198
7.6.1 Legna e pellet	200
7.6.2 Biogas	207
7.6.3 Biocombustibili	209
Capitolo 8 - Scambi commerciali e competitività internazionale dell'industria	215
8.1 Premessa	217
8.2 Il quadro internazionale	218
8.3 La dinamica competitiva dell'UE(15)	223
8.4 La situazione Italiana	230
8.5 Nota metodologica	231
Appendice	233
Capitolo 9 - Prospettive per il mercato delle rinnovabili in Italia: sviluppo industriale e occupazione	245
9.1 I benefici di una politica organica di lungo periodo per le fonti rinnovabili	247
9.2 Il dividendo multiplo delle fonti rinnovabili e i benefici connessi con lo sviluppo di settori industriali innovativi	249
9.3 La necessità di un coordinamento degli interventi dal lato della domanda e dell'offerta nel settore delle fonti rinnovabili	250
9.4 La politica per la ricerca nel settore delle fonti rinnovabili	258
9.5 Un esempio di successo nel campo dell'eolico: l'impresa spagnola Gamesa	258
9.6 Riferimenti bibliografici e fonti	260

Guida alla lettura del rapporto

Questo rapporto si propone di fornire una lettura della realtà e delle prospettive delle rinnovabili in Italia connesse allo sviluppo industriale dei settori produttivi coinvolti: per questo motivo si è cercato di integrare le analisi economiche e tecnologiche nell'area della ricerca energetico-ambientale con i risultati e le valutazioni di esperienze conseguite in ambito imprenditoriale.

Il rapporto può essere descritto in estrema sintesi come composto da tre sezioni, interconnesse ma caratterizzate da ottiche e linguaggi diversi. La prima sezione contiene *analisi e valutazioni dello stato dell'arte*, la seconda *approfondimenti su tematiche di carattere economico-ambientale* mentre la terza propone una lettura del tema rinnovabili nell'ottica delle *opportunità offerte sul fronte tecnologico-industriale e del mercato*.

Stato dell'arte e dinamiche in corso

Nel *Capitolo 1 - Produzione di energia da fonti rinnovabili* viene effettuata l'analisi del ruolo che le rinnovabili ricoprono nella produzione energetica nella situazione italiana con riferimento al contesto comunitario e alle evoluzioni in atto nelle principali aree geopolitiche. Le fonti internazionali di riferimento sono costituite dalla IEA¹ e, per la situazione dei Paesi membri dell'UE, da EurObserv'ER²; i dati nazionali sono frutto di elaborazioni di dati da fonti di origine varia.

Il *Capitolo 2 - Meccanismi di incentivazione e mercato delle rinnovabili in Italia* è dedicato all'analisi del sistema degli incentivi vigente in Italia e alla valutazione degli effetti sul mercato stesso delle rinnovabili e sul raggiungimento degli obiettivi comunitari e al tentativo di determinare le quantità incentivate e il relativo costo a carico del sistema energetico.

Approfondimenti su tematiche di carattere economico-ambientale

Il primo dei temi affrontati riguarda la costruzione di scenari di evoluzione del sistema della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Nel *Capitolo 3 - Il ruolo delle rinnovabili nelle analisi di scenario* vengono presentati alcuni scenari sulle rinnovabili in Italia realizzati nell'ambito delle attività di ricerca condotte da ricercatori ENEA e APAT con il ricorso a modelli in grado di gestire le interazioni tra settore energetico ed economia.

Il *Capitolo 4 - Esternalità ambientali e cicli energetici* affronta il tema degli effetti del sistema energetico sull'ambiente e sulla salute dell'uomo e presenta una ricognizione delle metodologie sviluppate per la loro quantificazione e valutazione economica, con particolare riferimento ai risultati del Programma comunitario ExternE³.

¹ IEA, International Energy Agency: World Energy Outlook 2004; Renewables Information 2005.

² Barometers EurObserv'ER (http://europa.eu.int/comm/energy/res/publications/barometers_en.htm).

³ ExternE, Externalities of Energy è un progetto promosso nell'ambito del programma comunitario JOULE III (<http://www.externe.info>)

Le opportunità sul fronte tecnologico-industriale e del mercato

Nella terza sezione il tema della produzione di energia da fonti rinnovabili viene presentato attraverso analisi e riflessioni sulle criticità e sulle opportunità connesse a fattori e meccanismi che ne condizionano, o possono contribuire a determinarne, lo sviluppo.

Nel *Capitolo 5 - Interventi delle imprese sul territorio* vengono presentati, per alcune fonti e tecnologie di produzione di energia elettrica da rinnovabili, casi di investimento con la ricostruzione del cammino percorso dall'ideazione alla gestione dell'intervento al fine di identificare barriere e rischi e di valutare le condizioni necessarie a favorirne il decollo .

Nel *Capitolo 6 - Effetti del nuovo quadro legislativo: l'autorizzazione unica* vengono prospettate le condizioni per un superamento delle barriere costituite dall'iter autorizzativo nell'ambito delle modifiche del quadro legislativo previste dal decreto 387/2003 di recepimento della direttiva europea sulle fonti rinnovabili.

Nel *Capitolo 7 - Tecnologie e mercato delle rinnovabili* vengono presentati, insieme ad un sintetico stato dell'arte delle tecnologie, i primi risultati di un'indagine che ha lo scopo di rilevare e monitorare gli effetti sull'industria di sistemi e componenti degli sviluppi della tecnologia e delle misure adottate per lo sviluppo delle rinnovabili.

Nel *Capitolo 8 - Scambi commerciali e competitività internazionale dell'industria* si effettua una prima analisi degli indicatori della capacità tecnologica di un Paese sul fronte dell'offerta di impianti/prodotti per l'utilizzo delle fonti rinnovabili; sono questi fattori, infatti, che ancor più degli stessi dati sulla produzione di energia appaiono in grado di rappresentare l'avvio di processi reali di sviluppo dei settori produttivi connessi alle rinnovabili.

Con il *Capitolo 9 - Prospettive per il mercato delle rinnovabili in Italia: sviluppo industriale e occupazione* si conclude un ragionamento sul ruolo e sulle prospettive che le fonti rinnovabili presentano oggi all'interno del sistema energetico e industriale nelle diverse aree geopolitiche. L'analisi qui effettuata suggerisce un nuovo approccio che privilegia, rispetto alla *logica della necessità* che vuole lo sviluppo delle rinnovabili come risposta alle criticità del sistema energetico e ambientale, la *logica delle opportunità* in considerazione delle prospettive industriali e di occupazione che fanno, dello sviluppo del mercato di queste tecnologie, un elemento di *politica industriale* prima ancora che di *politica energetica*.

Carlo Manna, ENEA

Capitolo 1

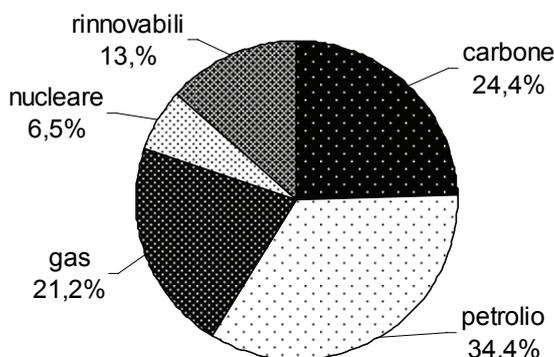
Produzione di energia da fonti rinnovabili

1.1 Quadro internazionale

1.1.1 Ricorso alle rinnovabili a livello mondiale

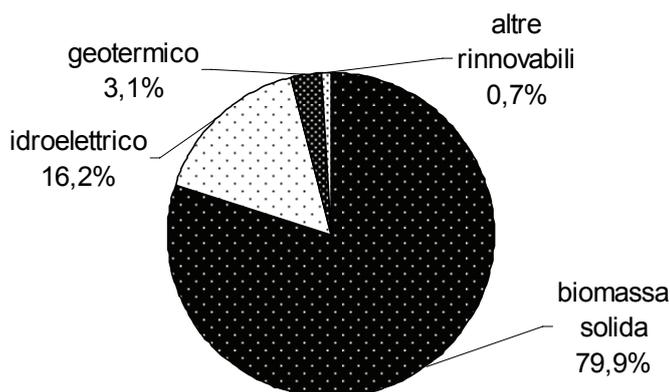
Nel 2003 le fonti energetiche rinnovabili, con una produzione di energia equivalente a 1.404 Mtep, coprivano a livello mondiale il 13,3% dell'offerta totale di energia primaria, pari a 10.579 Mtep (fonte IEA¹). Nello stesso anno l'offerta di energia primaria nel mondo è stata soddisfatta per il 34,4% dal petrolio, per il 24,4% dal carbone, per il 21,2% dal gas naturale e per il 6,5% dal nucleare (Figura 1.1). Sul totale dell'energia prodotta da fonti rinnovabili le biomasse solide costituiscono la parte preponderante, con il 77,5% della produzione, grazie al diffuso utilizzo di biomasse non commerciali (soprattutto paglia, legno e rifiuti animali) nei Paesi in via di sviluppo (Figura 1.2).

Figura 1.1 - Offerta di energia primaria. Mondo. Anno 2003



Fonte: IEA Renewables Information 2005

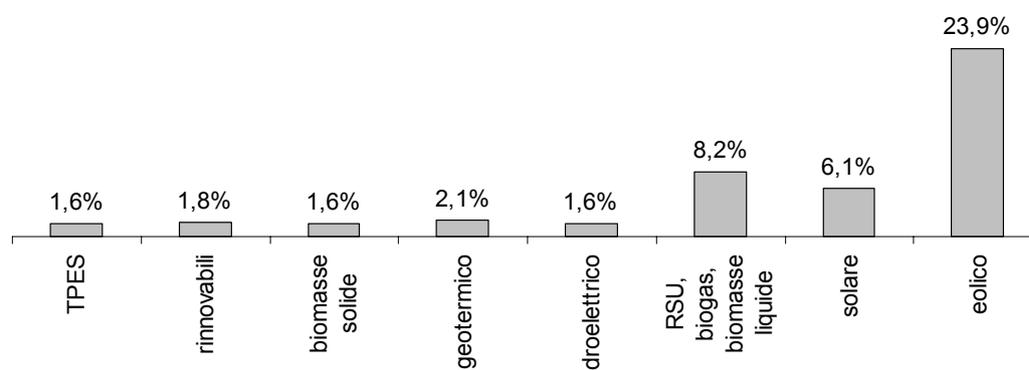
Figura 1.2 - Quote di produzione di energia da fonti rinnovabili. Mondo. Anno 2003



Fonte: IEA Renewables Information 2005

¹ Gli ultimi dati ufficiali che consentono un confronto a livello internazionale sono quelli, relativi al 2003, pubblicati dalla IEA, International Energy Agency ("Renewables information 2005", OECD/IEA 2005).

Figura 1.3 - Crescita annua media della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili. Mondo. Anni 1990-2003 (valori percentuali)



Fonte: IEA Renewables Information 2005

Tra le altre fonti l'idroelettrico rappresenta il 16,2% del totale della produzione da rinnovabili e la geotermia circa il 3%, mentre solare ed eolico costituiscono complessivamente lo 0,7% della produzione.

Complessivamente, dal 1990 la produzione di energia da fonti rinnovabili è cresciuta ad un tasso annuo dell'1,8%, leggermente superiore al tasso di crescita annuo dell'offerta di energia primaria (TPES² in Figura 1.3) che, nello stesso arco di tempo, è stato dell'1,6%.

In valori percentuali la crescita più significativa di produzione da rinnovabili è quella fatta rilevare dalla fonte eolica che, pur rimanendo su valori assoluti molto bassi, ha segnato una media annuale di crescita dal 1990 al 2003 pari al 23,9%, dovuta essenzialmente alle nuove installazioni nei Paesi sviluppati dell'OECD.

La produzione di energia da biomasse solide, che rappresenta invece la quota più elevata di produzione da rinnovabili, ha segnato il più basso tasso di crescita, pari all'1,6%, di poco superiore a quello dell'offerta totale di energia primaria e attribuibile in modo uniforme ai Paesi OECD e non-OECD.

Si attesta sull'1,6% anche la crescita media della produzione di energia da fonte idroelettrica con una netta prevalenza dei Paesi non-OECD, in particolare in Paesi asiatici come Cina e Vietnam, e dell'America Latina come Brasile, Argentina e Paraguay, che con il 2,8% di aumento, dal 1990 al 2003, hanno compensato lo 0,4% di crescita registrato nei Paesi OECD. Tale tendenza dovrebbe confermarsi nel futuro tenuto conto che i grandi impianti che sono stati realizzati nei Paesi più industrializzati nel secolo scorso, hanno fortemente ridotto il potenziale residuo ancora utilizzabile in modo compatibile con l'ambiente.

Quasi il 90% della biomassa solida è prodotta e consumata, prevalentemente per il riscaldamento e la cottura dei cibi, nei Paesi non-OECD, in particolare nei Paesi in via di sviluppo del sud dell'Asia e dell'Africa sub-sahariana; mentre nei Paesi più industrializzati si verifica un ricorso sempre più limitato a tale fonte per lasciare spazio a nuove forme di energia.

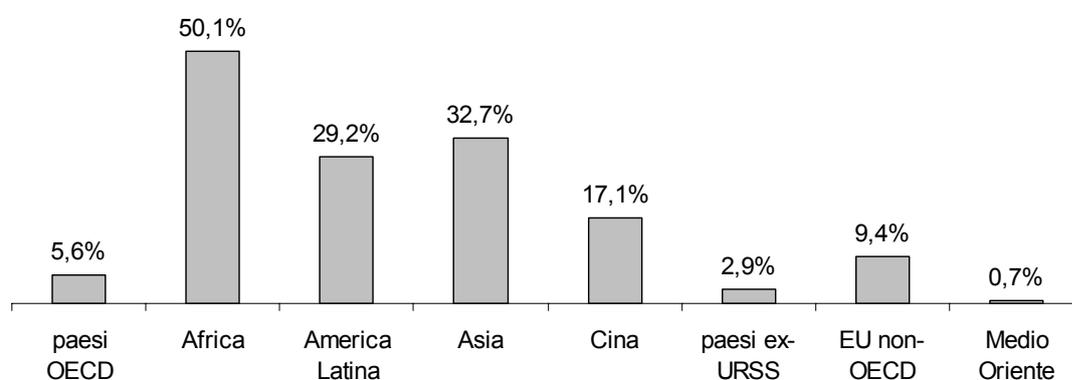
² TPES, Total Primary Energy Supply: rappresenta l'offerta totale di energia primaria.

In ragione dell'elevato ricorso alla biomassa solida per usi energetici, i Paesi non-OECD sono i maggiori utilizzatori delle fonti rinnovabili con una percentuale, nel 2003, pari al 78,3% della domanda totale di energia primaria.

D'altra parte i Paesi OECD forniscono solo il 21,7% delle rinnovabili a livello mondiale mentre consumano il 51% dell'offerta mondiale di energia.

Di conseguenza, come si vede in Figura 1.4, mentre le rinnovabili rappresentano nei Paesi OECD solo il 5,6% della fornitura totale di energia, questa percentuale supera il 21,2% nei Paesi non-OECD e arriva al 50% nel continente africano.

Figura 1.4 - Quota da rinnovabili per area sulla fornitura totale di energia. Anno 2003



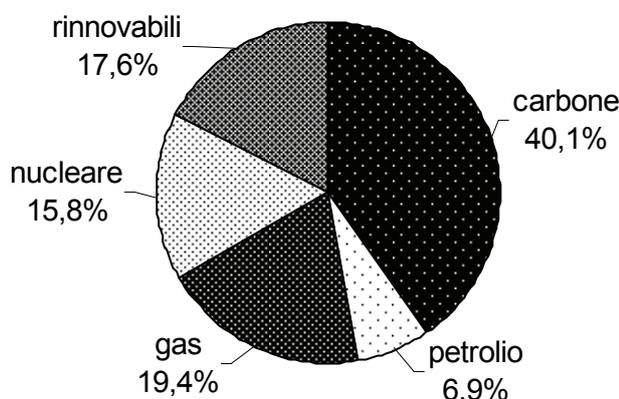
Fonte: IEA Renewables Information 2005

La percentuale più elevata di energia dalle *nuove* fonti rinnovabili è invece fornita dai Paesi OECD dove, nel 2003, si è prodotto l'85,6% dell'energia prodotta complessivamente attraverso il solare, l'eolico e le maree.

Mentre nei Paesi OECD, oltre la metà dell'energia fornita da fonti rinnovabili è destinata alla generazione elettrica, a livello mondiale il grosso della produzione da rinnovabili è destinato ai settori residenziale e terziario e l'utilizzo per la generazione elettrica è limitato a poco più del 20%. Nonostante ciò le rinnovabili costituiscono la terza grande fonte di produzione di energia elettrica a livello mondiale, con una quota di quasi il 18% contro poco più del 19% del gas naturale e quasi il 40% del carbone (vedi Figura 1.5).

Nel settore della generazione elettrica, l'idroelettrico, con circa il 16% della quota della produzione totale, ha coperto nel 2003 oltre il 90% dell'energia elettrica complessivamente fornita dalle rinnovabili. A fronte di un tasso di crescita della generazione elettrica mondiale che, tra il 1990 e il 2003, è stato del 2,7%, la produzione di energia elettrica da rinnovabili, si è attestata sull'1,9%; ciò ha comportato una riduzione della quota da rinnovabili dal 19,5% del 1990 al 17,6% del 2003.

Figura 1.5 - Contributo percentuale per fonte alla produzione di energia elettrica. Mondo. 2003



Fonte: IEA Renewables Information 2005

Tale riduzione risente soprattutto dei dati di produzione elettrica dei Paesi OECD, responsabili, per una buona metà, della produzione mondiale di energia elettrica da fonte rinnovabile. In questi Paesi, infatti, la crescita della produzione da rinnovabili è stata ben al di sotto della crescita della produzione totale, attestandosi sullo 0,9%, a fronte di una crescita della generazione elettrica totale pari al 2,1%.

Nei Paesi non-OECD l'aumento della produzione elettrica da rinnovabili, pari a circa il 3%, è stato invece di poco inferiore al tasso di crescita della generazione elettrica totale che nel 2003 è arrivato al 3,7%. Tale crescita, superiore di oltre un punto percentuale a quella dei Paesi OECD, è stata determinata dal forte impulso alla domanda di energia elettrica proveniente dalle economie in fase di sviluppo dell'Asia e dell'Africa.

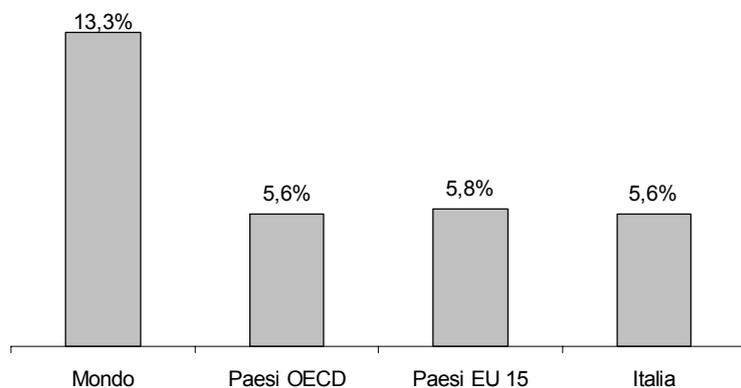
1.1.2 *Ricorso alle rinnovabili: l'Italia nel contesto internazionale*

Facendo sempre ricorso ai dati IEA relativi al 2003 è possibile confrontare i dati sull'Italia con quelli della media mondiale, dei Paesi dell'UE 15 e dell'OECD³.

La quota sul totale dell'offerta di energia primaria di energia prodotta da fonti rinnovabili presenta nel 2003 per l'Italia un valore (5,6%) che è allineato con le medie relative ai Paesi dell'UE 15 (5,8%) e dell'OECD (5,6%). Molto maggiore (13,3%) risulta invece il valore mondiale medio a causa dell'elevato ricorso che si fa della biomassa per usi energetici nei Paesi non-OECD (Figura 1.6).

³ È importante sottolineare che molte delle discrepanze che si rilevano fra i dati prodotti dall'IEA e quelli prodotti da altri istituti statistici sono riconducibili alla metodologia di calcolo ed ai fattori di conversione utilizzati per ricondurre le quantità fisiche (tonnellate, metri cubi, kWh) di energia utilizzata al loro equivalente calorico. Questo problema è particolarmente rilevante per la conversione dell'elettricità (in kWh) prodotta da fonti rinnovabili o da nucleare. L'IEA utilizza il metodo del contenuto fisico di energia ipotizzando per l'energia nucleare un'efficienza di trasformazione dell'energia primaria in elettricità pari al 33%, per l'idroelettrico, l'eolico ed il fotovoltaico un'efficienza del 100%, per la geotermia un'efficienza del 10%.

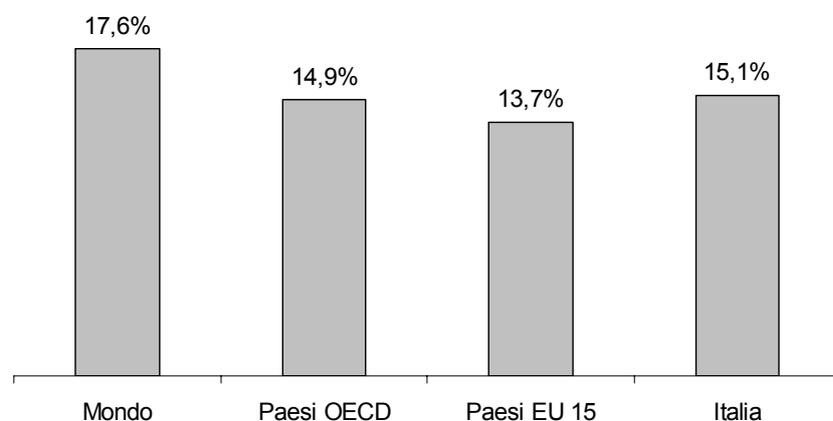
Figura 1.6 - Contributo percentuale delle rinnovabili all'offerta di energia primaria per regione geografica. Anno 2003



Fonte: elaborazione su dati IEA Renewables Information 2005

Il contributo percentuale delle rinnovabili alla generazione elettrica presenta invece per l'Italia valori che superano la media dei Paesi UE 15 e OECD, avvicinandosi alla media mondiale in virtù della forte incidenza che presenta nel nostro paese la produzione da fonte idroelettrica (Figura 1.7).

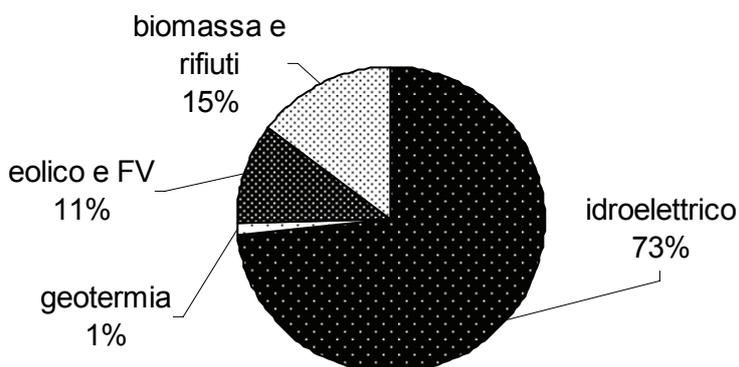
Figura 1.7 - Contributo delle rinnovabili alla generazione elettrica per area geografica. Anno 2003



Fonte: elaborazione su dati IEA Renewables Information 2005

Per quanto riguarda il contributo delle diverse fonti alla generazione elettrica da rinnovabili in Italia e nei Paesi dell'UE15, dal confronto emergono le specificità della situazione italiana. Queste riguardano non solo la maggiore incidenza dell'idroelettrico, quasi l'80% in Italia contro il 73% della media dei Paesi UE 15, ma soprattutto la minore incidenza dell'energia da biomassa e rifiuti, in Italia pari al circa l'8%, pari a quasi la metà della media UE 15; nonché dell'energia da eolico e solare fotovoltaico, pari al 3%, con valori inferiori a un terzo della media UE 15 (Figura 1.8).

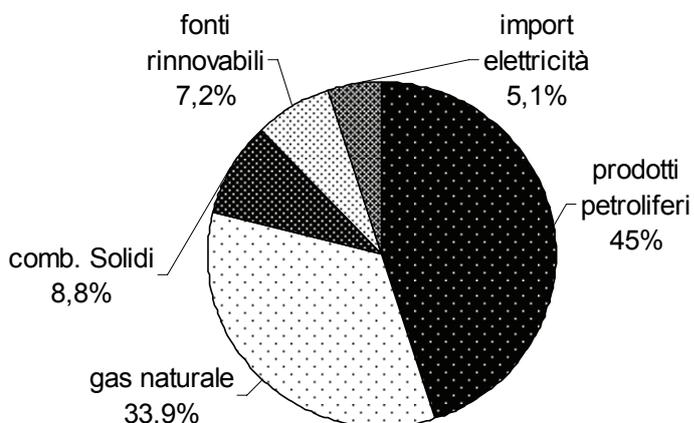
Figura 1.8 - Contributo percentuale delle rinnovabili alla generazione elettrica in UE 15. Anno 2003



1.2 Energia da fonti rinnovabili in Italia

Nel 2004 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo⁴ (CIL) italiano per una percentuale di poco superiore al 7% (Figura 1.9). D'altra parte, considerato l'elevato tasso di dipendenza energetica dall'estero, le fonti rinnovabili costituiscono, con il 45% circa della produzione interna totale di energia, la principale fonte di energia endogena.

Figura 1.9 - Consumo interno lordo per fonte di energia. Italia 2004

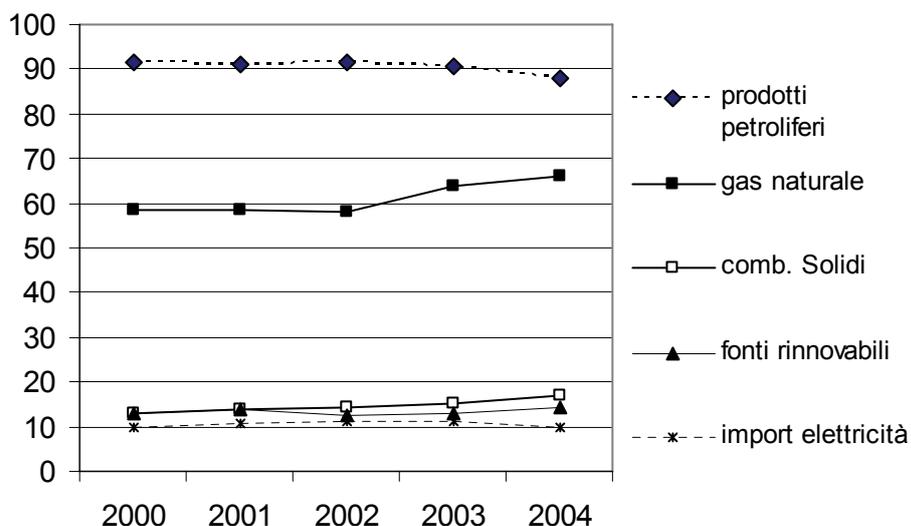


Fonte: elaborazioni dai dati MAP (Bilancio di Sintesi 2004)

In Figura 1.10 è riportato l'andamento negli ultimi cinque anni del contributo delle diverse fonti al bilancio energetico nazionale. Si rileva una crescita contenuta del contributo da fonti rinnovabili mentre appare evidente il minor ricorso ai prodotti petroliferi, a vantaggio del gas naturale e, in piccola misura, anche dei combustibili solidi.

⁴ Consumo interno lordo: somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e della variazione delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

Figura 1.10 - Consumo Interno Lordo di energia per fonte (Mtep). Anni 2000-2004



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

In Tabella 1.1 sono riportati i dati elaborati dall'ENEA relativi alla produzione di energia da fonti rinnovabili negli ultimi cinque anni.

Si noti come l'incremento percentualmente più significativo, pur restando su valori assoluti molto bassi, provenga da fonti quali l'eolico, il fotovoltaico, i rifiuti e le biomasse che passano, sul totale delle rinnovabili, da poco più del 14% del 2000 al quasi 26% del 2004.

Tabella 1.1 - Energia da rinnovabili in equivalente fossile sostituito (ktep). Anni 2000-2004

Fonti Energetiche	2000	2001	2002	2003	2004
Idroelettrico ¹	9.725	10.298	8.694	8.068	9.404
Eolico	124	259	309	321	406
Fotovoltaico	4	4	4	5	6
Solare Termico	11	11	14	16	18
Geotermia	1.248	1.204	1.239	1.388	1.409
Rifiuti	461	721	818	1.038	1.305
Legna ed assimilati ²	2.344	2.475	2.489	2.814	3.300
Biocombustibili	95	146	189	255	280
Biogas	162	196	270	296	335
Totale	14.173	15.314	14.026	14.202	16.463

¹ Solo energia elettrica da apporti naturali valutata a 2.200 kcal/kWh

² Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

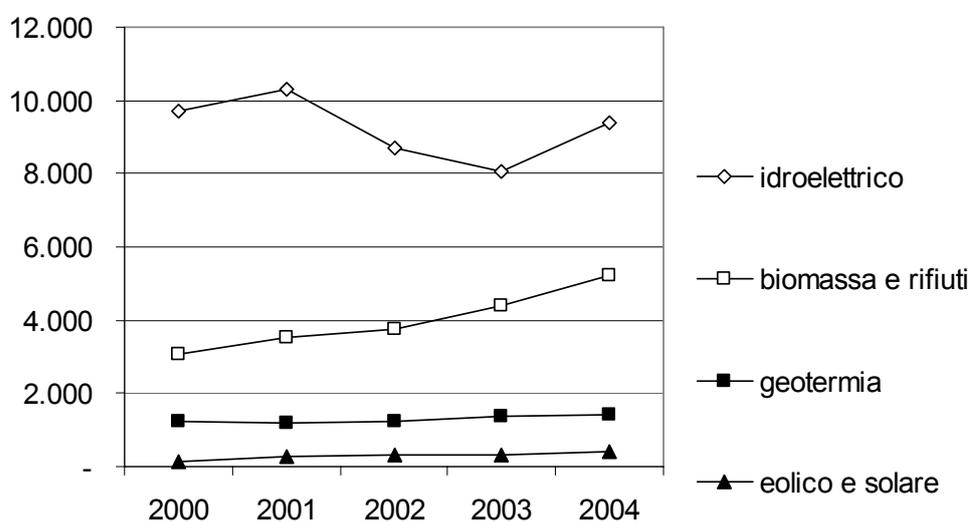
Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

La Figura 1.11 mostra il contributo energetico, in termini di ktep di energia primaria sostituita, fornito negli ultimi cinque anni da alcune tipologie di fonti rinnovabili.

Si vede come l'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, sia caratterizzato da una forte fluttuazione da attribuire a fattori di idricità, mentre la geotermia mostra un aumento intorno al 10% sull'intero periodo.

Per quanto riguarda le altre rinnovabili si evidenzia il buon incremento della produzione da biomassa e rifiuti, comunque attestata su valori ancora molto lontani da quelli tipici dei Paesi europei., mentre la produzione complessiva da eolico e fotovoltaico non ha subito incrementi apprezzabili alla scala del grafico.

Figura 1.11 - Produzione di energia da rinnovabili (ktep). Italia 2000-2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

1.2.1 Produzione di energia elettrica

La produzione di energia elettrica da rinnovabili ammonta nel 2004 a circa 55 TWh, pari al 16% del consumo interno lordo (CIL) di energia elettrica⁵. Rispetto al 2003, si assiste ad un aumento medio della produzione di elettricità da rinnovabili di oltre il 16% (Tabella 1.2).

Tabella 1.2 - Energia elettrica da fonti rinnovabili (GWh). Anni 2000-2004

	2000	2001	2002	2003	2004
Idroelettrico	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744
<i>Idroelettrico < 10 MW</i>	<i>8.117</i>	<i>8.657</i>	<i>8.048</i>	<i>7.192</i>	<i>8.859</i>
<i>Idroelettrico > 10 MW</i>	<i>36.088</i>	<i>38.154</i>	<i>31.472</i>	<i>29.483</i>	<i>33.885</i>
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847
Solare fotovoltaico*	16	16	18	23	27
Geotermoelettrico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437
RSU	804	1.259	1.428	1.812	2.277
Legna	537	644	1.052	1.648	2.190
Biogas	566	684	943	1.033	1.170
A - Totale	51.396	55.100	49.027	47.989	55.692
B - Consumo interno lordo (TWh)	321	327	336	345	349
A/B (%)	16	17	15	14	16

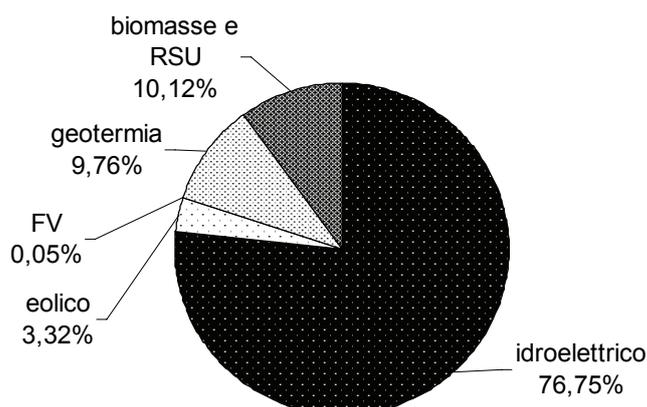
* Stime Enea

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Oltre il 75% della produzione da rinnovabili proviene dall'idroelettrico, geotermia e biomasse (inclusi RSU) contribuiscono entrambe per circa il 10%, l'eolico per il 3% e il fotovoltaico solo per lo 0,05% (Figura 1.12).

Nel seguito viene analizzato il contributo per singola fonte.

Figura 1.12 - Produzione di elettricità per fonte rinnovabile (percentuali). Italia 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

⁵ Il consumo interno lordo è uguale alla produzione nazionale di elettricità, compresa l'autoproduzione, più il saldo degli scambi con l'estero.

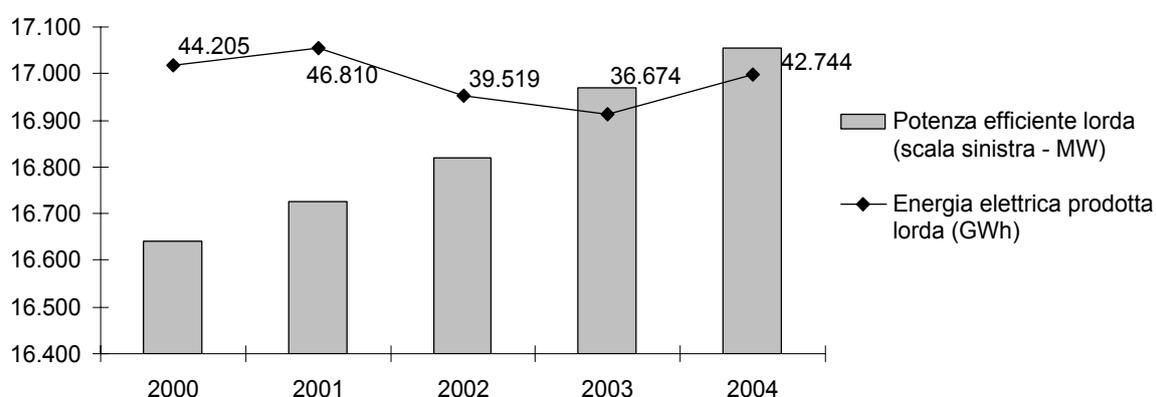
Idroelettrico

La risorsa idroelettrica, come detto, rappresenta nel 2004 oltre il 75% della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e resta la più importante delle risorse energetiche interne. Nonostante ciò, il contributo percentuale dell'idroelettrico alla produzione totale di energia elettrica è progressivamente diminuito nel corso degli ultimi anni, attestandosi nel 2004 su una quota inferiore al 12% del totale nazionale.

Le problematiche di impatto ambientale non sembrano consentire uno sviluppo del settore in termini di nuove installazioni, se non per quanto riguarda gli impianti di piccola taglia, in particolare della tipologia ad *acqua fluente* (senza bacino di invaso). Afferiscono a questa tipologia molti degli interventi avviati negli ultimi anni per la realizzazione di nuovi impianti e per il ripristino di impianti abbandonati e tecnologicamente obsoleti.

Un ulteriore aumento della potenza efficiente si potrà determinare a seguito di interventi di ripotenziamento e miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti. La situazione italiana è riassunta nella Figura 1.13 dove si considera soltanto l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio). Si vede come, nonostante un incremento sostanzialmente costante della potenza installata, la produzione di energia elettrica, negli ultimi cinque anni, è stata molto variabile per effetto delle diverse situazioni di idricità.

Figura 1.13 - Potenza idroelettrica installata ed energia prodotta. Italia 2000-2004

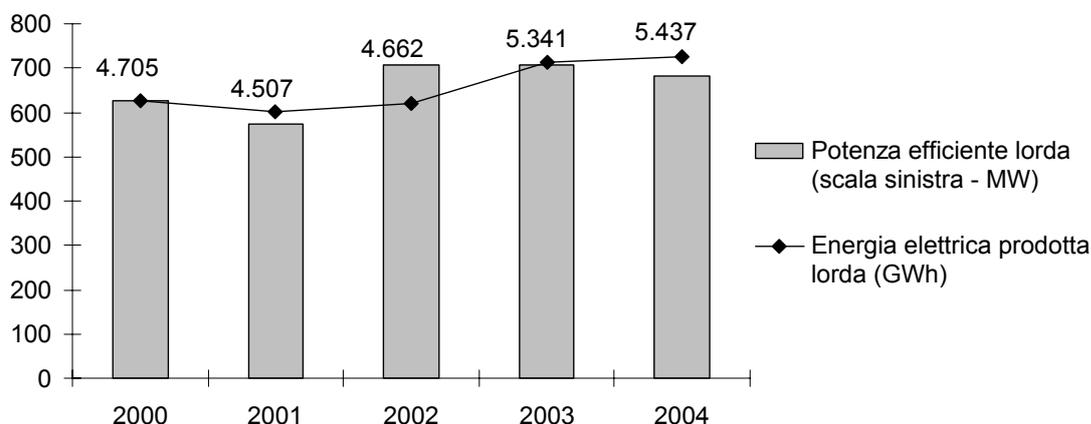


Fonte: elaborazione su dati GRTN

Geotermoelettrico

A fine 2004 la potenza geotermoelettrica installata (681 MW) mostra una contrazione rispetto all'anno precedente mentre, pur con qualche variabilità, l'energia elettrica prodotta è aumentata negli ultimi cinque anni, passando dai 4.705 GWh del 2000 agli oltre 5.400 GWh del 2004 (Figura 1.14).

Figura 1.14 - Potenza geotermoelettrica installata ed energia prodotta. Italia 2000-2004

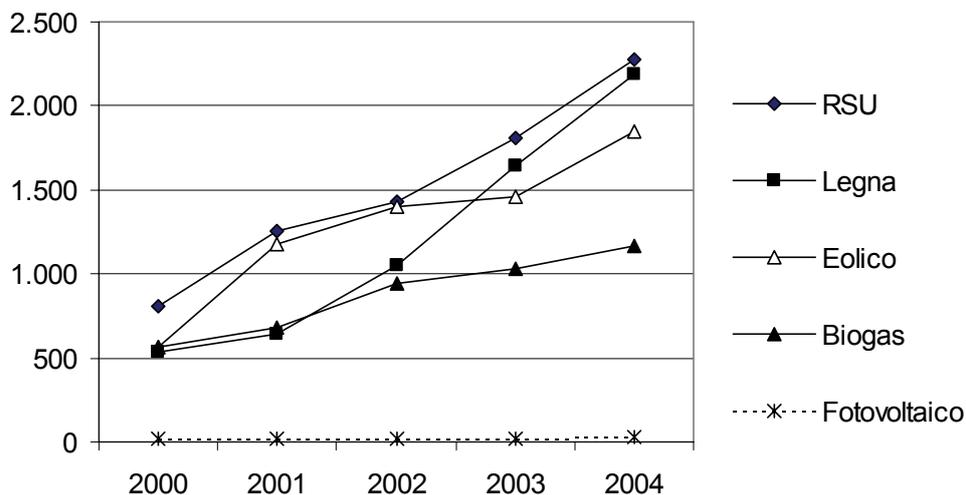


Fonte: elaborazione su dati GRTN

Le altre fonti rinnovabili di energia

Nella Figura 1.15 è riportato l'andamento della produzione elettrica da rinnovabili per gli anni dal 2000 al 2004 con l'esclusione dell'idroelettrico e del geotermoelettrico, precedentemente trattati. Si vede come, ad eccezione del solare fotovoltaico, tutte le altre fonti, mostrano incrementi sensibili anche se con andamenti più o meno variabili. Nel seguito vengono analizzate nel dettaglio le singole fonti.

Figura 1.15 - Energia elettrica da alcune fonti rinnovabili (GWh). Anni 2000-2004

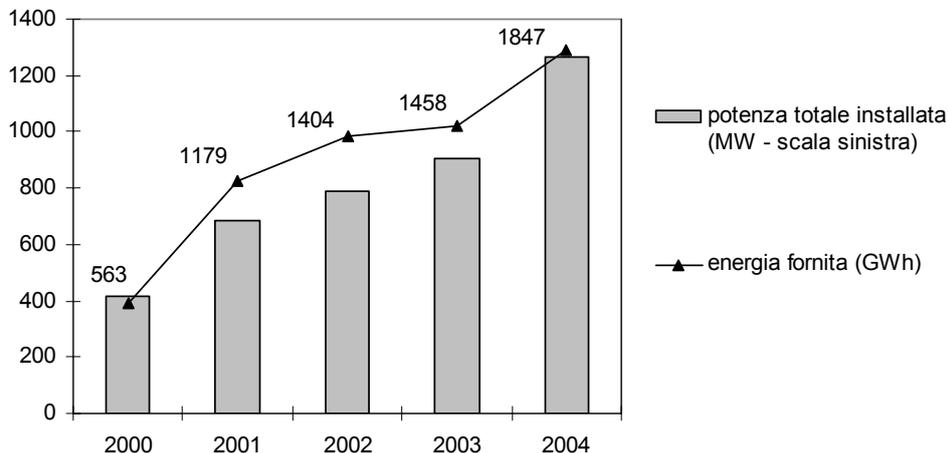


Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Eolico

Dopo gli ottimi risultati conseguiti nel corso del 2001, e il rallentamento riscontrato nei due anni successivi, si è determinata, nel 2004, una ripresa che ha portato la potenza totale degli impianti eolici installati in Italia a superare i 1.200 MW alla fine dell'anno (Figura 1.16).

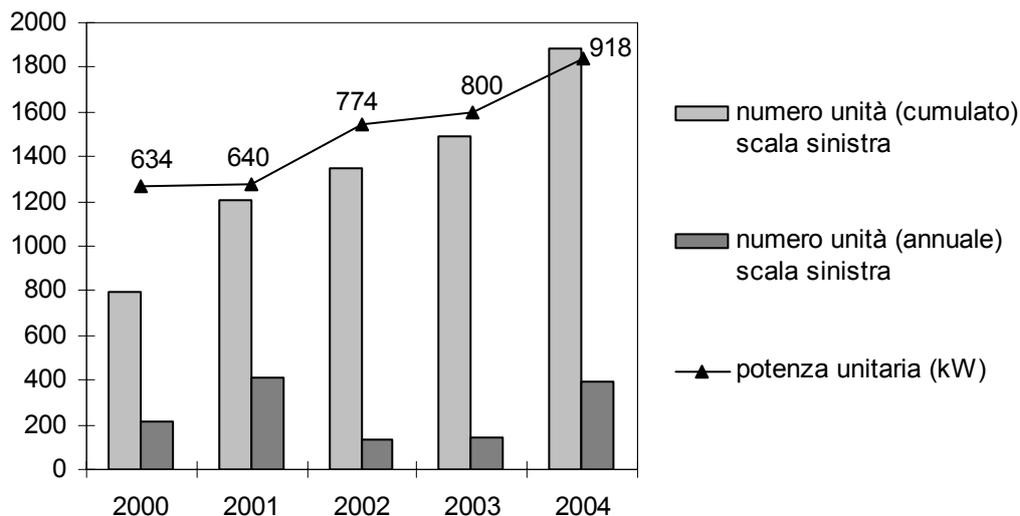
Figura 1.16 - Potenza installata ed energia prodotta da impianti eolici in Italia. Anni 2000-2004



Fonte: ENEA

Nonostante questa ripresa, la produzione elettrica da eolico si attesta su valori ancora molto bassi rispetto alla media dei Paesi dell'Unione Europea. Significativo è, invece, l'incremento riscontrato negli ultimi anni, della potenza unitaria degli impianti installati indice positivo dello sviluppo tecnologico nel settore.(Figura 1.17).

Figura 1.17 - Installazioni e potenza media degli impianti eolici. Italia 2000-2004

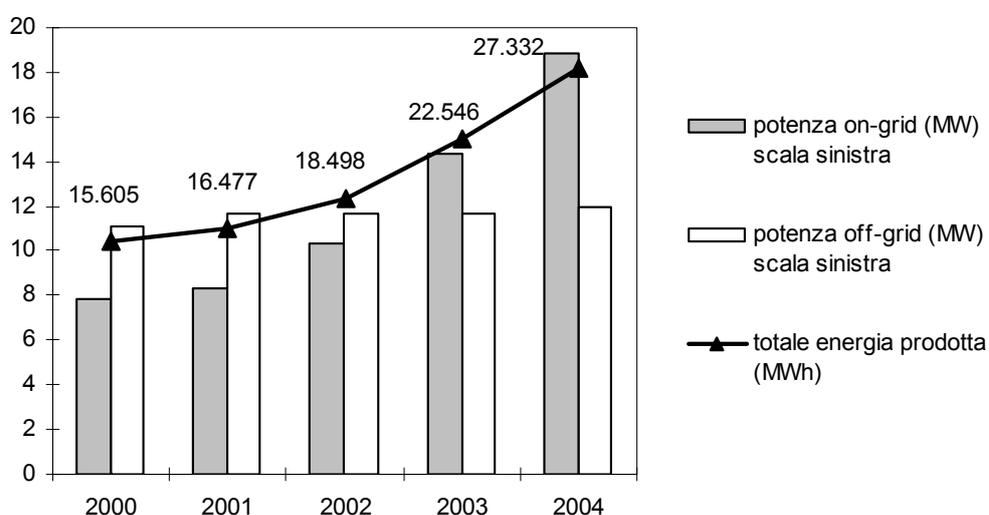


Fonte: ENEA

Solare fotovoltaico

La Figura 1.18 mostra l'andamento delle potenze installate per tipologia di impianto (*on grid* e *stand-alone*) e dell'energia prodotta complessivamente in Italia negli ultimi cinque anni. Gli impianti *stand-alone* si sono attestati dalla fine degli anni '90 su una potenza totale inferiore a 12 MW; la ripresa degli impianti *on-grid*, avviata tra il 2001 e il 2002, è stata sostenuta con le incentivazioni previste dal programma "Tetti fotovoltaici" del Ministero per l'Ambiente mentre la conclusione di tale programma e l'attesa di un nuovo meccanismo di sostegno annunciato a valle del DLgs 387/2003, stanno determinando una nuova fase di stallo relegando l'Italia tra i Paesi dell'Unione Europea con minore contributo dell'energia fotovoltaica alla produzione elettrica.

Figura 1.18 - Impianti fotovoltaici: potenza installata ed energia prodotta. Italia 2000-2004



Fonte: ENEA

Energia elettrica da biomassa e rifiuti solidi urbani

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

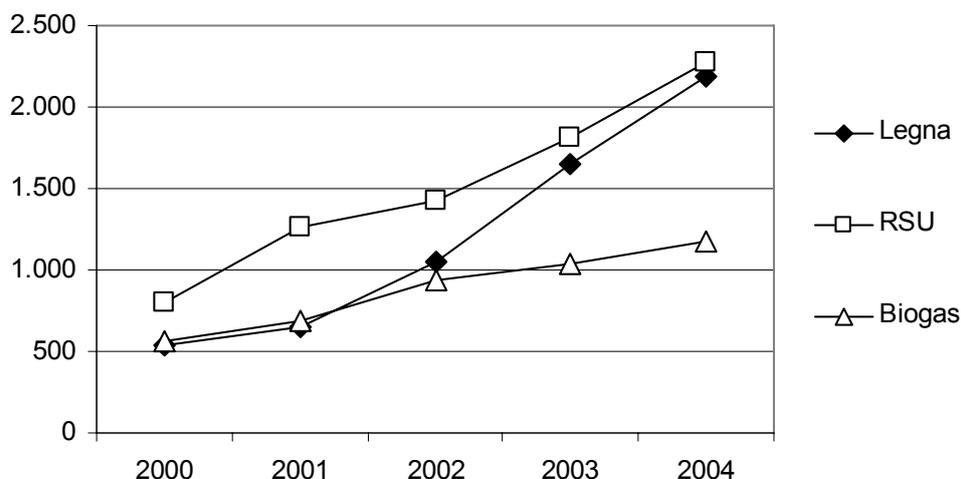
- termotrattamento di rifiuti solidi urbani;
- utilizzo di biomasse legnose in impianti collegati alla rete;
- utilizzo di biogas in impianti collegati alla rete.

La Figura 1.19 descrive l'andamento riscontrato negli ultimi cinque anni della produzione di energia elettrica dalla biomassa (che include legno e derivati), da biogas e da rifiuti solidi urbani (RSU). Si vede come, per tali valori, si sia riscontrato nel 2004 un aumento medio superiore al 20% della produzione dell'anno precedente.

La produzione di biogas è derivata per oltre l'88% da discarica.

La quota di calore prodotta da biomasse anche negli impianti di cogenerazione è riportata nel paragrafo 1.2.2.

Figura 1.19 - Produzione di energia elettrica da biomassa, biogas e RSU (GWh). Anni 2000-2004



Fonte: GRTN

1.2.2 Produzione di calore

La produzione di calore da fonti rinnovabili⁶ viene stimata nel 2004 in oltre 59.000 TJ negli impianti industriali (legna e assimilati compreso calore da cogenerazione) e in 58.000 TJ nel settore civile (legna da ardere e teleriscaldamento a biomasse) (Figura 1.20).

Quest'ultimo dato può essere considerato approssimato per difetto in quanto tiene conto esclusivamente della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali quando gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfugge alle rilevazioni ufficiali⁷.

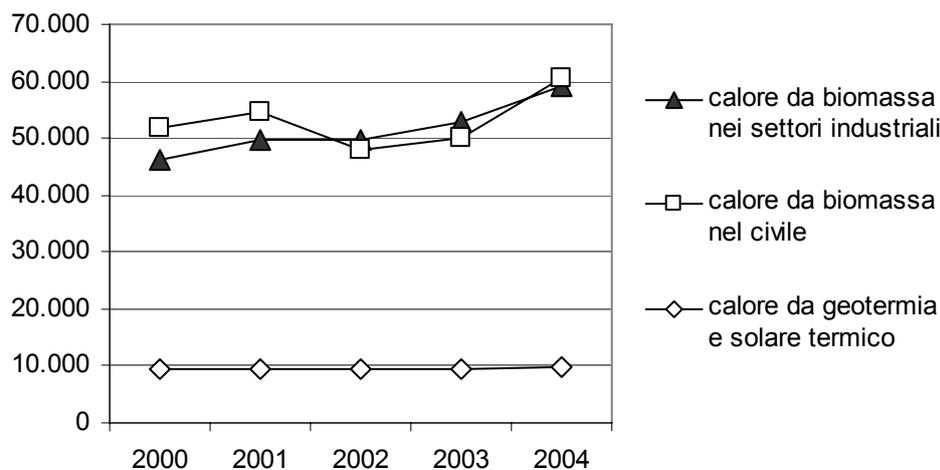
Più limitato l'apporto proveniente dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica, con un dato assestato negli ultimi anni inferiore a 9.000 TJ mentre il dato del contributo del solare termico, nel 2004 inferiore a 800 TJ, corrisponde a uno dei valori più bassi di diffusione di questa tecnologia nei Paesi dell'Unione Europea⁸.

⁶ I dati relativi a questo paragrafo sono il risultato di stime.

⁷ Un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta per conto dell'ENEA nel 2002 ha indicato un consumo corrispondente a circa 14 Mt di legna da ardere di tipo non commerciale (corrispondenti a circa 150.000 TJ); una recente indagine svolta a cura della Regione Lombardia indica per il 2004 un consumo da parte delle famiglie pari a circa 2 Mt (oltre il doppio di quanto rilevato nella stessa regione con l'Indagine ENEA del 2002).

⁸ In Italia si stima che siano installati circa 8 m² di collettori solari ogni 1000 abitanti a fronte di valori intorno a 300 m² in Austria e in Grecia e una media di oltre 30 m² per abitante nei Paesi dell'UE15 (fonte: EurObserv'ER).

Figura 1.20 - Produzione di calore da fonti rinnovabili (TJ). Anni 2000-2004

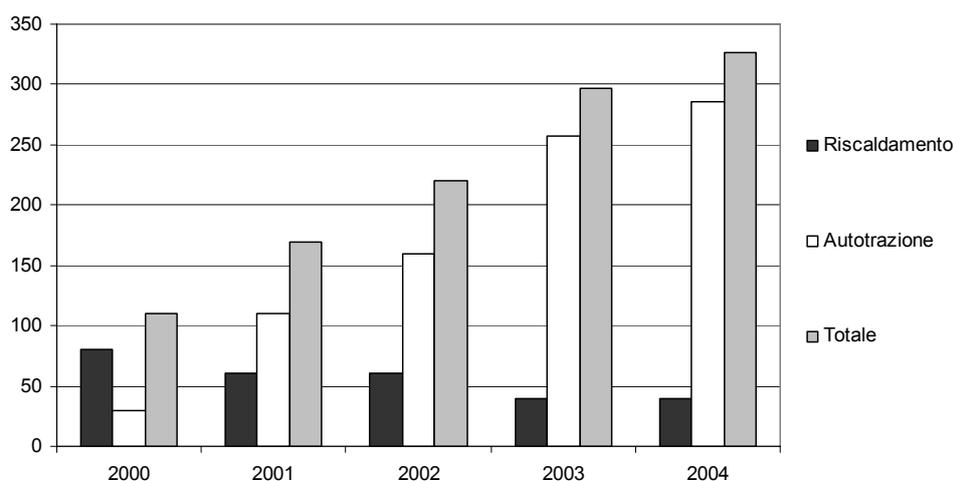


Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

1.2.3 Biocombustibili

Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel, che è passato dal quasi totale uso per riscaldamento all'attuale tendenza che vede l'utilizzo in autotrazione prevalere su quello per il riscaldamento (Figura 1.21). Per il 2004 è stata stimata una sostituzione di energia primaria pari a oltre 11.700 TJ con un aumento vicino al 10% rispetto al dato 2003. Alla crescita del settore ha contribuito in modo significativo la totale abolizione di imposizioni fiscali sul biodiesel per riscaldamento e gli incentivi fiscali concessi per le miscele di combustibili da autotrazione utilizzando biocombustibili.

Figura 1.21 - Produzione lorda di biodiesel per finalità di utilizzo (migliaia di tonnellate)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ITABIA

1.3 Piani e interventi delle Amministrazioni Locali

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi ai principali interventi effettuati nell'ambito delle fonti rinnovabili di energia dalle Amministrazioni Regionali e quelli programmati all'interno dei Piani Energetico-Ambientali Regionali⁹.

Nel primo paragrafo (1.3.1) sono indicati in modo sintetico, con riferimento a ciascuna Regione, gli interventi nell'ambito dei Fondi Strutturali, quelli relativi ai programmi ministeriali "Solare termico" e "Tetti fotovoltaici" ed altri interventi di particolare rilievo riguardanti le rinnovabili. Vengono inoltre citate le principali norme regionali relative alle rinnovabili, la disponibilità di un Piano Energetico-Ambientale Regionale (PEAR) e la produzione attuale di energia elettrica da rinnovabili con alcuni dati di rilievo sulla produzione futura. Il secondo paragrafo (1.3.2) contiene i dati, organizzati per tecnologia e per Regione, degli interventi programmati all'interno dei Piani Energetico-Ambientali Regionali sulle rinnovabili.

1.3.1 Interventi delle Regioni e delle Province Autonome

Tutte le Regioni italiane hanno attivato i loro programmi nel campo delle rinnovabili, sia mediante l'attuazione dei decreti ministeriali, sia attraverso il ricorso a finanziamenti comunitari che con proprie iniziative regionali e locali.

Gli indirizzi regionali in merito alle rinnovabili sono, in molti casi, inseriti in leggi e delibere regionali e nei Piani Energetici Regionali, dove sono fatte valutazioni delle potenzialità, di investimenti necessari, di apporto all'offerta locale, di impatto e benefici ambientali.

Tutte le Regioni hanno aderito al sottoprogramma riservato ai soggetti pubblici del programma ministeriale "Tetti fotovoltaici" con l'esclusione di Marche, Umbria e Provincia di Trento. Nei dati riportati di seguito, per quanto riguarda tale programma, il riferimento è al sottoprogramma Regioni. Per quanto riguarda il programma "Solare termico" di seguito sono riportate le situazioni relative al sottoprogramma bandi regionali.

Abruzzo

Gli interventi nel settore delle rinnovabili riguardano soprattutto la partecipazione ai programmi "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico" del Ministero Ambiente e Tutela del Territorio. Nell'ambito del programma "Tetti fotovoltaici" sono stati emessi due bandi nel dicembre 2001 e nel febbraio 2003, mentre nell'ambito del programma "Solare termico" è stato pubblicato un bando nel settembre del 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 rinnovabili nella Regione è stata al 2004 di 2041,5 GWh derivante quasi esclusivamente da impianti idroelettrici (91,3%), con una piccola produzione anche da impianti eolici (8,6%). Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 88 GWh/anno.

⁹ Ulteriore documentazione è presente sul sito ENEA alle pagine dell' "Osservatorio delle Politiche Energetico-Ambientali Regionali e Locali" <http://enerweb.casaccia.enea.it/enearegioni/UserFiles/OSSERVATORIO/Sito/osservatorio.htm>

Basilicata

Gli interventi per le rinnovabili riguardano i Fondi Strutturali e il programma “Tetti fotovoltaici”. Nel 2001 la Regione ha emesso un bando per la concessione di contributi per il fotovoltaico; un altro bando per lo stesso motivo è stato emesso nel 2003. Il bando relativo al programma “Solare termico” è stato emesso a luglio 2004. Il PEAR (Piano Energetico-Ambientale Regionale) del 2000 valuta le potenzialità di tutte le FER, compresi i rifiuti solidi urbani. Nel maggio 2002 è stato emesso un bando, nell’ambito del POR, per la concessione dei contributi per le rinnovabili e il risparmio energetico. Con delibera della GR del dicembre 2004 è stato approvato un nuovo “Atto di indirizzo per il corretto inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale”. Nel 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili nella Regione è pari a 487,1 GWh ottenuta da impianti idroelettrici (64,2%), da impianti eolici (32,2%) e da impianti a biomasse (3,6%). Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 456,3 GWh/anno.

Calabria

Gli interventi sui Fondi Strutturali per le rinnovabili sono parte della misura 1.11 (Energie pulite e reti energetiche) del POR. Le cinque Province hanno emesso i Bandi per la richiesta di contributi tra la fine del 2002 e l’inizio del 2003. Nel 2003 è stato avviato il Programma di interventi «Il Sole in cento scuole» e relativo bando finanziato dal POR. Un ulteriore bando finanziato dal POR è stato emesso dalla Provincia di Cosenza nel 2005.

La Regione ha partecipato al programma “Tetti fotovoltaici” con un Bando del 2001. Nel luglio del 2004 la Regione ha emesso un ulteriore bando per la concessioni di contributi sia nell’ambito del programma “Tetti fotovoltaici” che in quello “Solare termico”.

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 2004 pari 1528,5 GWh, in aumento del 31,1% rispetto al 2003, di cui 65,6% idroelettrica, 34,4% da biomasse. Da segnalare il forte aumento di produzione di energia elettrica da biomasse che dagli 80,2 GWh del 2001 passa nel 2002 a 228,4 GWh, nel 2003 a 441,4 GWh e nel 2004 a 690 GWh. Secondo i dati GRTN degli impianti a rinnovabili qualificati, risultano in progetto al 30/06/2005, impianti eolici aventi una producibilità di 1179,6 GWh/anno e impianti a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 286,3 GWh/anno.

Campania

Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano la partecipazione al programma “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico 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. La Regione ha inoltre emesso un bando nell’ambito del programma “Solare termico” nel 2005.

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 rinnovabili nel 2004 è stata di 1244,5 GWh ottenuta da impianti idroelettrici (49,9%), eolici (41,8%), biomasse (8,1%) e fotovoltaici (0,2%). Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 351,6 GWh/anno e impianti a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 115,1 GWh/anno.

Molise

Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano soprattutto la partecipazione ai programmi “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico”. La legge regionale del 1999 in applicazione del decreto legislativo 112/98, assegna funzioni e compiti della Regione e delle Province in materia di energia. Per i “Tetti fotovoltaici” sono stati emessi due appositi bandi uno nel 2001 e l’altro nel 2003. Nella bozza di PEAR elaborato dalla Regione sono state fatte valutazioni sulle potenzialità di sviluppo delle FER. Per il programma “Solare termico” la Regione ha emesso un bando nel 2003. Al 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili è pari a 409,1 GWh, di cui da impianti idroelettrici il (56%), eolici (14,7%) e la quota rimanente da biomasse (29,3%). Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 492,4 GWh/anno.

Sardegna

Anche in questa Regione gli interventi per le rinnovabili riguardano la partecipazione al programma “Tetti fotovoltaici”, con la pubblicazione di un bando nel 2001 e un altro nel luglio 2004 e la partecipazione al programma “Solare termico”, con l’emissione di un bando nel luglio 2004. Nel 2002 e nell’ottobre 2005 per il solare termico la Regione ha emesso bandi con finanziamenti “Carbon Tax”. Il PEAR già approvato contiene valutazioni ed obiettivi relativi allo sviluppo delle FER.

La produzione di energia elettrica da rinnovabili è stata nel 2004 pari a 597,5 GWh, derivata da impianti eolici per il 36,5%, idroelettrici per il 52,1%, da biomasse per il 11,2%, e fotovoltaici per il resto. Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 1531,8 GWh/anno.

Lazio

Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano i Fondi Strutturali e la partecipazione ai programmi “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico” 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, mentre gli incentivi della Regione Lazio per l’anno 2003-2004 prevedono il rifinanziamento degli interventi già risultati ammissibili nel Bando 2001. La Regione ha inoltre emesso un bando nell’ambito del programma “Solare termico” nel 2003. La delibera del Consiglio regionale del Lazio del 14/02/2001 n. 45 ha approvato il PEAR, nel quale sono definiti obiettivi per lo sviluppo delle FER.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili è pari a 1649,5 GWh, in aumento del 38,6% rispetto al 2003, soprattutto idroelettrica (75,9%) e la restante parte da biomasse.

Puglia

È stato attivato il programma “Tetti fotovoltaici” con un bando nel 2001 e un altro nel 2003. La Regione ha inoltre emesso nel 2004 un bando nell’ambito del programma “Solare termico”. È stato emesso recentemente un bando per le imprese, diretto alla concessione di contributi per la realizzazione di impianti solari termici negli edifici, finanziato dalla misura energia del POR. Con delibera della Giunta del 2002 è stato approvato uno studio per il PEAR, dove sono fatte valutazioni per lo sviluppo delle FER.

La produzione di energia elettrica da rinnovabili nel 2004 è stata di 803,6 GWh, in aumento del 32,1% rispetto al 2003, con il 67,8% di eolico e il resto da biomasse. Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 2683,1 GWh/anno.

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. Due bandi sono stati emessi, nel dicembre 2004 e a marzo 2005, per la richiesta di contributo pubblico per la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione d’energia da fonti rinnovabili destinata all’autoconsumo e/o alla immissione in rete. I bandi sono indirizzati il primo alle imprese ed il secondo ai soggetti pubblici.

Il bando relativo al programma “Tetti fotovoltaici” è stato emesso nel 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 2004 l’energia elettrica prodotta da rinnovabili è stata pari a 331,5 GWh, circa il 63,4% in più rispetto al 2003, di cui 117,3 da impianti idroelettrici, 152,2 da impianti eolici e 62 da biomasse. Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 3653,1 GWh/anno e impianti a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 115,3 GWh/anno.

Emilia Romagna

La Regione ha aderito al programma “Tetti fotovoltaici” con due bandi emessi nel 2001 e nel 2004. La Regione ha aderito anche al programma “Solare termico”, il cui bando è in corso di emissione. Nel 2001 la Regione ha approvato il DGR: Piano regionale di azione in materia di uso razionale dell’energia, risparmio energetico, valorizzazione delle rinnovabili e limitazione dei gas serra. La Regione ha approvato inoltre il PEAR pubblicato sul BUR nel gennaio 2003, in cui sono stabiliti obiettivi per le rinnovabili e per l’abbattimento delle emissioni inquinanti. Nel 2005 la provincia di Modena, in attuazione degli obiettivi individuati dal “Piano d’Azione per l’Energia e lo Sviluppo Sostenibile”, ha emesso due bandi: il primo per il finanziamento di interventi di installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua sanitaria, e per il riscaldamento di ambienti e piscine il secondo per il finanziamento di interventi di installazione di caldaie ad alta efficienza negli edifici.

La legge regionale n. 26 del 23/12/2004 disciplina la programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili è stata di 1806,2 GWh, il 25,4% in più rispetto al 2003. La produzione maggiore è idroelettrica (57,2%), il resto da biomasse.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti qualificati a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 109 GWh/anno.

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 rinnovabili ed una legge quadro sull'energia. La Regione ha aderito alla proposta del MATT 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. Nel maggio del 2005 è stato emesso un bando per il finanziamento di interventi nel settore della produzione di energia da biomasse. Tale bando utilizza i fondi della "Carbon Tax". La Regione ha 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 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili nella Regione è di 1809,6 GWh, in aumento rispetto al 2003 del 46,4%, di cui solo 87,1 GWh da biomasse ed il resto idroelettrica.

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 rinnovabili previste nei Fondi Strutturali. La Regione ha approvato il PEAR, con delibera del Consiglio Regionale, nel dicembre 2003, dove sono state fatte le valutazioni sulle potenzialità delle FER.

Nel 2004 in regione la produzione elettrica da rinnovabili è stata di 276,9 GWh, di cui 34,2 da biomasse, solo 4,1 eolica e la restante parte idroelettrica.

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.

Con fondi provenienti dalla "Carbon Tax", la Regione ha emanato un bando, nel gennaio 2004, con il fine di promuovere azioni di supporto economico per l'acquisizione di impianti e tecnologie a carattere innovativo e dimostrativo per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per l'uso razionale della stessa. La provincia di Mantova ha approvato un Accordo Volontario per la promozione del solare termico in agricoltura ed ha inoltre emesso un apposito bando di finanziamento. La legge regionale n. 39 del 21/12/2004 disciplina le norme per il risparmio energetico negli edifici e per la riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti. Il PEAR della Regione contiene un dettagliato quadro di valutazione per le rinnovabili sia delle potenzialità delle singole fonti sia degli investimenti effettuati dal 1984 al 2000, valutate in circa 2500 miliardi di vecchie lire.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili in regione è stata pari a 11228,8 GWh, di cui 1831,2 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Marche

La Regione ha emanato dal 2000 al 2003 diverse deliberazioni a favore dello sviluppo delle FER. L'ultima di queste di marzo 2003 prevede la ripartizione dei fondi nel bilancio di previsione 2003 della Regione per incentivare il risparmio energetico e le FER. Per i "Tetti fotovoltaici" la Regione non ha partecipato al rifinanziamento del sottoprogramma riservato ai soggetti pubblici mentre per il sottoprogramma Regioni ha emesso gli appositi bandi.

La Regione ha aderito al programma ministeriale "Solare termico". La legge regionale n. 20 del 28/10/2003 tra le altre cose incentiva il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia. Nel 2005 in attuazione di tale legge è stato emesso un bando per il finanziamento di interventi per il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili, Il PEAR della Regione approvato recentemente contiene obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili, in particolare nei settori idroelettrico, eolico e biomasse.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 618,1 GWh, di cui 29 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Piemonte

La Regione ha sviluppato molte iniziative in campo energetico sia nel settore del risparmio energetico che delle 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 rinnovabili nel settore agricolo. La Regione ha aderito ed avviato i programmi ministeriali "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico" emettendo gli appositi bandi.

La legge regionale n. 23 del 07/10/2002 disciplina la corretta gestione del sistema energetico regionale nelle sue diverse articolazioni e prevede finanziamenti per interventi nel campo delle rinnovabili e del risparmio energetico. La Regione ha emesso nel luglio 2004 un bando per il finanziamento di interventi strategici e un bando per interventi dimostrativi, entrambi nel campo delle rinnovabili e del risparmio energetico. Tali bandi sono finanziati dalla legge regionale n. 23 del 07/10/2002. Nel giugno 2005 per lo stesso motivo sono stati emessi altri due bandi. Il PEAR, approvato dalla Giunta nel 2002, contiene valutazioni sulle potenzialità delle FER, in particolare per le biomasse ed una attenzione allo sviluppo del solare termico.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili è stata pari a 6505,4 GWh, di cui 241,4 GWh da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Toscana

La Regione 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 fotovoltaica con l'assegnazione di fondi alle province con le Agenzie per l'energia. Gli accordi volontari sono stati definiti anche per l'utilizzo delle biomasse legnose di origine agricola o forestale a fini energetici. La Regione ha attivato i programmi relativi ai Fondi Strutturali, emettendo appositi bandi, l'ultimo dei quali è stato emesso nel marzo 2004 incentivando le rinnovabili e il risparmio energetico. La Regione ha aderito ai programmi ministeriali "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico".

La legge regionale n. 39 del 24/02/2005 disciplina le attività in materia di energia e, in particolare, la produzione, il trasporto e la trasmissione, lo stoccaggio, la distribuzione, la

fornitura e l'uso dell'energia. Tale legge prevede per i nuovi edifici o ristrutturazioni urbanistiche l'obbligo di installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria pari almeno al 50 per cento del fabbisogno annuale. Il PEAR era stato approvato da Consiglio Regionale nel gennaio del 2000, con un dettagliato programma di sviluppo delle FER, inclusi la geotermia e l'eolico.

Nel 2004 l'energia elettrica prodotta da rinnovabili nella regione, è stata pari a 6536,3 GWh, di cui 5437,3 GWh da geotermia, 384,5 GWh da biomasse, 710,2 GWh da idroelettrico e 4,3 GWh da eolico.

Umbria

La Regione ha varato la legge di riordino delle funzioni del sistema regionale e locale in attuazione del decreto legislativo n. 112/98. La Regione nel 2001 ha emesso il bando nell'ambito del Programma "Tetti fotovoltaici", mentre nel 2003 ha emanato un avviso pubblico per l'assegnazione di contributi in conto capitale destinati alla realizzazione di interventi per l'utilizzo delle biomasse e dell'energia solare sia termica che fotovoltaica, utilizzando i fondi derivanti dai programmi "Solare termico" e "Tetti fotovoltaici" e altri fondi regionali. Nell'ambito dei Fondi Strutturali, e in particolare della misura 3.1 è stato emanato un bando, nel maggio 2004, di sostegno alle imprese che effettuano investimenti di tutela e riqualificazione dell'ambiente ma anche per interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili. Nel marzo del 2004 è stato approvato dalla Giunta Regionale il PEAR, che pone grande attenzione al tema del risparmio energetico ed all'implementazione dell'uso delle fonti rinnovabili di energia.

Nel 2004 l'energia elettrica prodotta da rinnovabili è stata pari a 1757,9 GWh, in aumento del 49,9% sul 2003, di cui 120,9 GWh da biomasse, 3,6 GWh eolica e la restante parte idroelettrica.

Veneto

La Regione ha emesso 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 emesso un bando nel 2001 nell'ambito del programma ministeriale "Tetti fotovoltaici" e in seguito al rifinanziamento dell'iniziativa ha destinato i fondi per le richieste non soddisfatte dello stesso bando 2001. Per quanto riguarda il programma "Solare termico", sono stati emessi due bandi uno nel 2003 e un altro nel 2004. Inoltre ha avviato i programmi relativi ai Fondi Strutturali. Il PEAR recentemente approvato, contiene valutazioni sulle potenzialità delle rinnovabili ed espone gli obiettivi che riguardano tutte le tecnologie del settore.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili è pari a 4010,8 GWh, in aumento del 22,6% sul 2003, di cui 344,4 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Valle d'Aosta

La Regione già dal 1993 aveva emanato norme in materia di risparmio energetico e sviluppo delle FER. La Regione ha emesso nel 2001 un bando nell'ambito del programma ministeriale "Tetti fotovoltaici" e un altro nel 2003 del programma "Solare termico".

Il PEAR approvato nell'aprile 2003 contiene diverse misure di contenimento dei consumi energetici e sviluppo delle FER.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da rinnovabili ammonta a 2864,7 GWh, quasi tutti di origine idrica.

Provincia Autonoma di Bolzano.

La Provincia ha attivato norme per lo sviluppo delle rinnovabili già dal 1993. Ha aderito al programma “Tetti fotovoltaici”, emanando un proprio bando nel 2001 e un altro nel dicembre 2003. 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 da tempo all’avanguardia nello sviluppo delle FER, come è dimostrato dal numero dei collettori solari per abitante. Risultati eccellenti si hanno anche per le biomasse.

Provincia Autonoma di Trento

La Provincia 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. Nell’ambito di tale iniziativa rientrano i fondi relativi al programma “Tetti fotovoltaici”.

La Provincia ha anche attivato programmi per le rinnovabili nell’ambito dei Fondi Strutturali. Il PEAR è stato aggiornato nel 2003 e contiene gli obiettivi e le modalità di raggiungimento nei diversi settori del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili.

La produzione di energia elettrica da rinnovabili nel 2003 nelle Province Autonome di Trento e di Bolzano, è stata pari a 8686,7 GWh, di cui 80,4 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

In Tabella 1.3 sono riportati, per ogni regione e per ogni fonte, i dati di sintesi della produzione lorda di energia e la relativa incidenza sul totale nazionale di produzione di energia da rinnovabili, sul totale della produzione regionale di energia e sul totale della domanda regionale di energia.

Sono riportati inoltre, per ogni regione, i dati relativi alle emissioni evitate di CO₂.

Tabella 1.3 - Produzione lorda degli impianti da rinnovabili nelle Regioni italiane (GWh). Anno 2003

Regioni	Idro	Eolico	FV	Geotermico	Biomasse	Totale	% su FER Italia	% su prod. regionale	% su domanda regionale	Emissione CO2 evitata (kt)
Piemonte	6264				241,4	6505,4	11,69%	35,46%	23,21%	4554
Valle d'Aosta	2861,1				3,6	2864,7	5,15%	100,00%	253,22%	2005
Lombardia	9397,6				1831,2	11228,8	20,17%	21,13%	16,86%	7860
Trentino Alto Adige	8606,3				80,4	8686,7	15,60%	93,60%	134,53%	6081
Veneto	3666,4				344,4	4010,8	7,20%	15,16%	12,86%	2808
Friuli V. Giulia	1722,5				87,1	1809,6	3,25%	22,30%	17,76%	1267
Liguria	238,6	4,1			34,2	276,9	0,50%	2,03%	3,90%	194
Emilia Romagna	1032,8	3,7			769,7	1806,2	3,24%	6,81%	6,51%	1264
Toscana	710,2	4,3		5437,3	384,5	6536,3	11,74%	33,88%	30,09%	2944
Umbria	1633,4	3,6			120,9	1757,9	3,16%	28,00%	29,42%	1231
Marche	589,1				29	618,1	1,11%	14,80%	7,65%	433
Lazio	1252,4	1,9			395,2	1649,5	2,96%	7,19%	6,98%	1155
Abruzzo	1864,6	176,5	0,4			2041,5	3,67%	39,25%	28,79%	1429
Molise	229	60,2			119,9	409,1	0,73%	29,09%	25,41%	286
Campania	621,3	519,8	2,5		100,9	1244,5	2,24%	22,63%	6,99%	871
Puglia		545	0,5		258,1	803,6	1,44%	2,59%	4,39%	563
Basilicata	312,6	157			17,5	487,1	0,87%	29,63%	15,79%	341
Calabria	1313,8				690	2003,8	3,60%	28,06%	32,56%	1403
Sicilia	117,3	152,2			62	331,5	0,60%	1,28%	1,58%	232
Sardegna	311,5	218,2	0,6		67,2	597,5	1,07%	4,10%	4,79%	418
Totale	42744,4	1846,5	4	5437,3	5637,2	55669,5	100,00%	18,35%	17,11%	37337

Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRTN

1.3.2 Le rinnovabili nei Piani Energetico-Ambientali Regionali

Energia idroelettrica

Secondo il PEAR della *Basilicata* la produzione di energia da fonte idroelettrica costituisce oggi il 50% dell'intera produzione elettrica regionale, ma esiste, senz'altro, un potenziale idraulico non ancora sfruttato. Da studi effettuati risulta una ulteriore potenza teorica ottenibile di 41 MW.

In *Alto Adige* entro la fine del 1994 sono state presentate domande per 28 centrali (potenza complessiva 23,2 MW) con dimensioni fra 220 e 3.000 kWe per 125 impianti (potenza complessiva 2,4 MW) con dimensioni inferiori a 220 kW. Il totale del potenziale di produzione da fonte idroelettrica è di circa 154 GWh/anno, gli impianti piccoli, inferiori a 220 kW, contribuiscono con 14,6 GWh/anno.

Il PEAR della *Calabria* ipotizza la possibilità realizzativa, al 2010, di diversi impianti equivalenti ad una produzione di oltre 200 GWh/anno. Con tale ipotesi gli effetti del raggiungimento di tale obiettivo sul risparmio di fonti fossili e di emissioni di anidride carbonica sono: combustibili fossili risparmiati (tep/anno) 44.000, emissioni di CO₂ evitate (t/anno) 106.800.

Nel *Lazio* questa forma di produzione di energia elettrica risulta quasi interamente già sfruttata. La potenza effettivamente installabile è valutata pari a circa 24 MW (con una producibilità di circa 106 GWh/anno), corrispondente ad un risparmio netto di energia primaria di circa 23 ktep/anno. Il totale corrisponde al 5% della potenza idroelettrica attualmente installata nel Lazio (circa 478 MW, includendo l'apporto della mini-idraulica) ed è quindi una aliquota marginale della potenza totale installata (circa lo 0,27%, includendo termoelettrico, idroelettrico e geotermoelettrico).

La Regione *Liguria*, pur presentando caratteristiche geo-morfologiche particolari, presenta un potenziale idroelettrico di rilievo. Occorre specificare che, a fronte di un potenziale teorico di circa 4.600 GWh, si ha un potenziale reale pari a circa 250 GWh che duplicherebbe la producibilità media annua dei 35 impianti idroelettrici presenti sul territorio (1998).

Il PEAR dell'*Emilia Romagna* riporta un potenziale regionale installabile pari a 16 MW e una producibilità di 80-90 GWh/anno.

In *Lombardia* per il grande idroelettrico le risorse disponibili sono tutte già sostanzialmente sfruttate; esistono, tuttavia, ancora potenzialità di razionalizzazione degli impianti esistenti. Gli interventi relativi, entro il 2010, possono creare una potenzialità produttiva aggiuntiva di circa 600 GWh/anno (110 ktep/anno). Per il mini idroelettrico, l'analisi delle risorse maggiormente promettenti conduce ad evidenziare una potenzialità aggiuntiva di produzione, sfruttabile nello scenario minimo, pari a 670 GWh/anno (123 ktep/anno).

Il PEAR della Regione *Marche* riporta che gli interventi regionali di cofinanziamento (legge regionale 32/99) della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili hanno riguardato

negli ultimi anni essenzialmente impianti idroelettrici, con una producibilità che, quando gli interventi saranno tutti operativi, si avvicinerà ai 40 GWh/anno.

In *Piemonte* si ritiene che, prescindendo dall'impianto di Pont-Ventoux (impianto dell'AEM di Torino SpA, di potenza pari a 150 MW e producibilità di 398 GWh/anno, la cui entrata in esercizio è prevista per gli anni 2003-2005), e dei ripotenziamenti contestuali ad una razionalizzazione dei prelievi idrici a livello di asta e di bacino, l'incremento prevedibile del settore idroelettrico al 2010 è pari a 150 MW in termini di nuovi impianti.

Il PEAR della *Sardegna* non propone nuovi impianti ma soltanto interventi su dighe esistenti. Complessivamente le centrali idroelettriche realizzabili a valle di dighe esistenti, tra nuovi impianti e *repowering*, comportano un aumento della potenza nominale di 9,77 MW.

In *Toscana* si evidenziano ottime opportunità e si prefigura un'ulteriore crescita riconfermando le iniziative messe in atto fino ad ora. Negli anni 2000-2004 sono state presentate istanze progettuali per 35 MW con un investimento complessivo di oltre 60 milioni di euro (il 23% a contributo pubblico). L'indirizzo è di ricercare la realizzazione di tutti gli interventi possibili delineando un incremento della potenza attualmente installata per circa 100 MW e una producibilità di 578 GWh/anno.

In *Umbria* lo stato attuale è di una potenza installata 506 MW con una produzione media 1533 GWh. Gli interventi prevedibili sono riferibili a: sfruttamento del salto d'acqua della attuale diga del Chiascio per una produzione annua prevista fino a 21 di GWh annui, sfruttamento mini-idro (potenza totale installabile di pochi MW), riqualificazione e ripotenziamento di impianti esistenti, recupero energetico nelle reti degli acquedotti. Benefici ambientali possibili: risparmio 36.864 tep/anno, produzione evitata di CO₂ 115.200 t/anno.

In *Valle d'Aosta* l'aumento di producibilità legato all'idroelettrico è limitato rispetto alla potenza totale installata, ma non trascurabile in termini assoluti. La potenza che si prevede di installare è pari ad una producibilità annua di 110 GWh. La produzione di tale quantitativo di energia consentirà una mancata emissione di CO₂ di 71500 t/anno.

In *Veneto*, il PEAR stima che il parco esistente possa sicuramente consentire un recupero di potenzialità pari a circa il 6% (65 MW su 1078). Almeno altri 10 MW potrebbero derivare da nuove realizzazioni. Nel complesso si propone un obiettivo di sviluppo compreso tra 80 e 100 MW, con una producibilità media tra 360 e 450 GWh.

Energia da biomassa

In *Basilicata* la disponibilità di biomassa utilizzabile ai fini energetici è stata stimata dall'ENEA facendo riferimento ad una metodologia proposta dall'AIGR (Associazione Italiana di Genio Rurale). Dallo studio si è ottenuto che, complessivamente, l'energia ricavabile dalla biomassa è di 24 ktep/anno nel caso di sviluppo energetico e di 18 ktep/anno nella situazione attuale.

Nella Provincia di *Bolzano* non sono previsti, per il momento, piani per l'utilizzo energetico della biomassa né per la produzione di biogas.

In *Calabria* i risultati dell'analisi territoriale consentono di valutare in 152 MWe il potenziale energetico complessivo da biomassa vegetali presenti nella Regione Calabria. In relazione alle iniziative di realizzazione di impianti nella Regione già avviate (Strongoli, Mercure, Cutro, Scandale, Cosenza-Legnochimica, Catanzaro-Biozenith ecc.) uno scenario cautelativo al 2010 prevede l'insediamento di centrali elettriche alimentate da biomassa per una potenza complessiva di 50-70 MW ed una producibilità di 300-500 milioni di kWh. Gli effetti conseguenti alla realizzazione degli impianti di cui sopra, nello scenario minimo, sono: combustibili fossili risparmiati 66.000 tep/anno, emissioni di CO₂ evitate 160.000 t/anno.

Nel *Lazio* nel caso di utilizzo combinato della paglia di frumento e dei residui di potatura i tre bacini di Viterbo, di Roma e di Latina individuati potrebbero alimentare tre impianti di produzione elettrica di almeno 11,7 e 11 MWe rispettivamente, per complessivi 29 MWe con una produzione media annua di circa 200 GWh, pari a 44 ktep. Il costo complessivo degli impianti si può stimare in circa 60 M€.

In *Liguria*, secondo uno studio settoriale commissionato dalla Regione il potenziale teorico da biomassa forestali per l'intera regione è pari a 463 ktep. Data l'ampia disponibilità della risorsa forestale, è obiettivo della Regione installare fino a 150 MW di potenza termica. La potenza obiettivo potrà essere raggiunta tramite l'installazione di impianti tecnologici di varia natura e taglia dediti principalmente a soddisfare le esigenze termiche. In questo quadro sono stati ipotizzati tre scenari tecnologici e valutate le loro ricadute.

Il PEAR dell'*Emilia Romagna* riporta un potenziale regionale installabile pari a 300 MW e una producibilità di 1800 GWh/anno.

In *Lombardia* lo scenario di sfruttamento di una percentuale della biomassa complessivamente disponibile pari al 30% corrisponde a 246 ktep/anno di energia primaria. La potenza complessiva da installare in impianti centralizzati, in tale scenario, deve essere non inferiore a 60 MWe ed a 700 MWt. La Regione, nell'ambito dell'Accordo di Programma Quadro con il Ministero dell'Ambiente e utilizzando i fondi della *carbon tax* del 1998, ha già dato priorità all'utilizzo energetico delle biomassa agricole e forestali ed allo sviluppo del teleriscaldamento, approvando un piano di finanziamento per 39 nuovi progetti d'impianto.

I principali interventi previsti dal PEAR delle *Marche* sono: la diffusione di centrali elettriche o cogenerative a biomassa, la promozione di accordi e programmi quadro nel settore delle foreste demaniali, la promozione delle coltivazioni legnose a rapido accrescimento (SRF), la diffusione di piccole caldaie per biomassa solida, la promozione della diffusione di biocombustibili solidi standard e di servizi sul territorio, il recupero energetico di scarti legnosi a livello industriale, la promozione di accordi e programmi quadro per la coltivazione di girasole alto oleico e la diffusione sistematica dell'utilizzo delle miscele al 5% di biodiesel, la promozione di accordi e programmi quadro per la coltivazione di seminativi di interesse per la combustione, la diffusione dell'utilizzo del biodiesel nel trasporto pubblico, nel settore del riscaldamento e nell'autotrazione.

I risultati conseguibili con gli interventi indicati consistono in circa 0,16 Mtep/anno di risparmio energetico e oltre 480.000 t/anno di emissione evitata di CO₂.

In *Sardegna*, complessivamente, dallo sfruttamento delle biomasse lignocellulosiche e da quello di altre biomasse, è possibile ottenere una potenza elettrica compresa tra 170 e 190 MW.

In *Toscana* questa risorsa ha fatto registrare una forte attenzione che si è concretizzata anche con proposte progettuali di centrali alimentate con biomassa agro-forestali o provenienti da colture dedicate. La Toscana è fra le regioni più boschive d'Italia e inoltre verranno incentivate le coltivazioni dedicate all'offerta di prodotti energetici. Il PEAR fissa un obiettivo di sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica da biomassa di circa 200 MW e una producibilità annua di 800 GWh.

Nella *Provincia di Trento* si prevede di risparmiare energia per 20.000 tep e di evitare l'emissione di 65.000 tonnellate di CO₂ attraverso il ricorso a biomassa recuperata da scarti di lavorazione, e destinata all'alimentazione di reti di teleriscaldamento nonché a biomassa proveniente da boschi destinata ad alimentare impianti, anche individuali, ad alta efficienza.

L'utilizzo della biomassa in *Umbria* prevede la realizzazione di impianti di cogenerazione per circa 20 MWe con un risparmio di 68 GWh/anno e la produzione evitata di 120.000 t/anno di CO₂ e di impianti termici per 130 MWt con un risparmio di 68 tep/anno e la produzione evitata di 30.000 t/anno di CO₂.

Le risorse residue di biomassa legnosa della *Valle d'Aosta* si possono stimare in 40 GWh termici all'anno sfruttabili per la produzione di calore mediante impianti a cippato alcuni dei quali sono attualmente allo studio. Sono presenti, a livello di studio di fattibilità, alcuni impianti di media taglia (alcuni MW) alimentati a cippato, di tipologia simile alle due realizzazioni già in esercizio (Morgex e Pollein). Si prevede, entro il 2010, la realizzazione di alcuni di tali impianti per un aumento di potenza installata stimabile in 15 MW. Il risparmio di emissione di CO₂ complessivo è pari a circa 7000 t/anno.

Il PEAR del *Veneto*, a partire dalla stima del potenziale teorico della biomassa disponibile, giunge all'obiettivo realistico di sfruttamento pari a 250.000-350.000 t/anno per una produzione di 63-88 ktep/anno.

Solare termico

In *Basilicata*, l'energia solare termica è destinata a soddisfare i fabbisogni energetici di punti di richiesta isolati e case sparse. Si ritiene che il potenziale di produzione di energia solare in Basilicata corrisponda al fabbisogno di energia delle utenze remote che è pari a 7 ktep/anno.

Nella *Provincia di Bolzano* l'irradiazione solare media su una superficie orizzontale è di 1.300 kWh/m²/anno che è maggiore del 15% rispetto alle migliori zone d'oltralpe; pertanto le premesse per l'utilizzo dell'energia solare sono buone. Nel Piano Energetico Provinciale si suggerisce l'incentivazione di tale fonte energetica soprattutto per i grandi impianti con produzione sia di acqua calda per usi igienico sanitario che per il riscaldamento degli ambienti.

Per la Regione *Calabria*, uno sviluppo sostenuto da una campagna mirata, con incentivi a livello nazionale e regionale, potrà portare ad installazioni stimabili in 1000 m²/anno e ad una superficie aggiuntiva di 10.000 m² al 2010. Nell'ipotesi di realizzazione dell'obiettivo dei 10.000 m² al 2010 il risparmio energetico ammonterebbe a circa 7 MWh/anno, con un risparmio di energia primaria pari 1500 tep/anno e la riduzione delle emissioni di 3500 t/anno di CO₂. Gli investimenti complessivi stimati ammontano a circa 10 M€.

Il PEAR del *Lazio* propone lo sfruttamento dell'energia solare termica anche nell'ottica di un aumento dell'efficienza energetica e del risparmio della spesa energetica delle utenze, soprattutto di quelle civili. Al fine si prevede l'avviamento di un programma finalizzato che preveda l'installazione minima di 550.000 m² di collettori solari termici al 2010, con un impegno finanziario complessivo di oltre 200 M€ da reperire attraverso fondi comunitari e nazionali. La corrispondente produzione media annua di energia termica risulta pari a circa 31,5 ktep/anno, considerando conservativamente una resa termica di 715 kWh/m²*anno, con un risparmio complessivo di energia primaria pari a circa 73,3 ktep/anno.

In *Liguria* le elaborazioni svolte hanno evidenziato che complessivamente si possono produrre ogni anno circa 345 ktep di energia termica, per il 41% nella Provincia di Genova, per il 30% in quella di Savona, mentre la restante quota è suddivisa nelle Province più piccole (17% Imperia e 13% La Spezia). La Regione intende privilegiare la sua attenzione sulla tecnologia del solare termico nei tre settori: residenziale, turistico ed agricolo.

Il PEAR dell'*Emilia Romagna* riporta un potenziale regionale installabile pari a 30.000 m² e una producibilità di 18-22 GWh/anno.

In *Lombardia* stante l'attuale regime di sostegno, si è attribuito uno sviluppo naturale al 2010 di 25.000 m² di collettori installati; l'energia primaria risparmiabile, sotto questa ipotesi, è pari a circa 5 ktep annui.

In *Piemonte* le condizioni meteorologiche ed i valori di insolazione, rapportate con le dimensioni del mercato della tecnologia solare, indicano una situazione di notevole sottoutilizzo. In costanza dell'attuale regime di sostegno e avendo quale base lo sviluppo indotto potenzialmente dal bando 2003, si è individuato il traguardo di 20.000 m² di collettori installati al 2005, corrispondenti ad una produzione di 162 GWh/anno ed in proiezione 53.400 m² al 2010, corrispondenti a circa 432 GWh/anno.

In *Sardegna* si ha una scarsa diffusione delle tecnologie solari termiche per la produzione di acqua sanitaria.

Il PEAR della *Toscana* riporta che l'obiettivo al 2010 è l'installazione di 200.000 m² di pannelli solari con un risparmio di 8,1 ktep/anno e una riduzione di CO₂ di 4000 t/anno.

Il Piano Energetico della *Provincia di Trento* prevede 1.000 impianti/anno a collettori solari, in numero pressoché equivalente a quello registrati negli ultimi anni, che dovrebbero garantire un risparmio energetico aggiuntivo pari ad almeno 10.000 tep, con minori emissioni di CO₂ pari a 31.000 tonnellate.

In *Umbria* l'attuale superficie coperta da pannelli per riscaldamento, installati prevalentemente a seguito di azioni incentivanti, è di circa 10.000 m². Si prevede nel prossimo futuro l'installazione di pannelli solari, per una superficie pari ad almeno il triplo di quella installata nel decennio precedente, e quindi pari a circa 24.000 m².

Si prevede l'installazione di 24.000 m² con una producibilità annua di 17.280 MWh, il risparmio di 2.400 tep/anno e una produzione evitata di CO₂ di 4.800 t/anno.

Il PEAR della Regione *Veneto* prevede la realizzazione al 2010 di 238.000 m² con un beneficio in termini energetici di 166 GWh/anno.

Solare fotovoltaico

In *Basilicata* la stima delle potenzialità di tale fonte è stata effettuata partendo dalle valutazioni sulla radiazione solare al suolo in Italia effettuate dall'ENEA nel 1995, utilizzando il metodo Heliosat. I risultati ottenuti mostrano una situazione favorevole all'uso dell'energia solare per applicazioni fotovoltaiche con la possibilità di realizzazioni di nuovi impianti per 351-354 kW.

Nella *Provincia di Bolzano* si propone l'impiego del fotovoltaico solo alla produzione di piccole quantità di energia elettrica in zone isolate sprovviste dal servizio elettrico come i rifugi alpini.

Il PEAR della *Calabria* ipotizza la realizzazione di 1,5 MW di impianti fotovoltaici, al 2010, con un risparmio energetico che ammonterebbe a 2.250 MWh/anno, con un risparmio di energia primaria di 520 tep/anno e la riduzione di emissioni di CO₂ per 1260 t/anno.

Nel *Lazio* la potenzialità del fotovoltaico, derivante da applicazioni sugli edifici, è stata stimata pari a non oltre 200÷300 MW, con una potenzialità energetica di 200÷300 GWh/anno (44÷66 ktep/anno), per un impegno finanziario compreso tra 90 e 160 M€. Accanto a questa applicazione si propone il fotovoltaico per la fornitura di energia elettrica a zone tuttora non servite dalla rete elettrica, zone in cui l'estensione della rete è impedita da vincoli di varia natura o troppo costosa in relazione ai consumi.

La potenza complessiva installabile risulta essere di 1÷2 MW e la producibilità di circa 1 GWh/anno, con un risparmio di energia primario di circa 0,3 ktep/anno.

Il PEAR della *Liguria* riporta che considerando la teorica installazione sui tetti dei moduli fotovoltaici, si possono verificare buone potenzialità. Infatti per ben 39 Comuni è stato valutato un potenziale annuo che porterebbe un risparmio di energia primaria superiore a 300 tep.

Il PEAR dell'*Emilia Romagna* riporta un potenziale regionale installabile pari a 8 MW e una producibilità di 10-12 GWh/anno.

In *Lombardia* per confronto con l'obiettivo nazionale e comunitario, si ipotizza la messa in rete di 6 GWh/anno nell'ipotesi che il regime di sostegno attuale, avviato dal Ministero Ambiente con il programma "Tetti fotovoltaici", continui per almeno 5 anni.

Come obiettivo si pone la messa in rete di ulteriori 11 GWh annui per una potenza di picco di 8 MW per un equivalente in energia primaria complessiva pari a 4 ktep.

In *Piemonte* lo scenario di crescita è costruito con riferimento al programma “Tetti fotovoltaici” del MATT. Ove si tenesse costante l’attuale regime di sostegno, iniziato con il bando 2001 già concluso e in via di continuazione con il bando 2003, è possibile presumere di poter raggiungere una potenza installata di circa 2030 kWp, al 2005 e 4060 kWp circa al 2010. La quantità di CO₂ equivalente evitata potrebbe essere quantificata in 1490 t/anno al 2005 e poco meno di 3000 t/anno al 2010.

La *Toscana* intende incentivare notevolmente tale risorsa ed ha già realizzato norme per la semplificazione delle procedure autorizzative. Si propone l’obiettivo di installare nuovi impianti per circa 50 MWp e una capacità di produzione complessiva di oltre 50 GWh.

Il PEAR dell’*Umbria* ritiene plausibile l’installazione di pannelli solari fotovoltaici, per una potenza di almeno 1 MWp, (circa 8000 m² di moduli fotovoltaici). A fronte di tale potenza complessiva si prevede una producibilità annua di 1200 MWh con un risparmio di 280 tep/anno di energia primaria e una produzione evitata di CO₂ pari a 900 t/anno.

Il PEAR della Regione *Veneto* prevede la realizzazione al 2010 di impianti fotovoltaici per una producibilità di circa 10 GWh/anno.

Eolico

In *Basilicata* gli unici dati statistici di velocità del vento che è stato possibile rinvenire, sono le misurazioni effettuate dal Centro Ricerche ENEA della Trisaia di Rotondella (MT), da cui risulta che i siti di Campomaggiore, Picciano, Rotondella, Ferrandina e Latronico hanno velocità medie superiori a 4,5-5 m/s. Lo sfruttamento di tali siti renderebbe possibile la produzione di ulteriori 9 GWh/anno, con macchine di media taglia, e 23 GWh/anno, utilizzando macchine di grande taglia; a questa stima si somma il potenziale di quei siti per cui è stata già svolta la VIA con esito positivo e che ammonta a 108 MW.

Nella *Provincia di Bolzano* l’utilizzazione dell’energia eolica avrà per il prossimo futuro un’importanza molto limitata.

In *Calabria* da indagini ricognitive di tipo anemologico su 14 stazioni di misura, quattro dei siti esaminati nella campagna di misurazione presentano con certezza i requisiti minimi di interesse. In uno scenario prudenziale è lecito definire un indirizzo di realizzazione di impianti eolici di media taglia in modo da raggiungere almeno i 5-10 MW per sito ed una potenza totale installata nella Regione non inferiore a 70 MW, con una producibilità di almeno un centinaio di milioni di kWh/anno. Nell’ipotesi di valorizzazione della risorsa eolica sopra formulata l’intervento ipotizzato comporterebbe il risparmio di fonti fossili di 22.000 tep/anno con 53.400 t/anno di emissioni di CO₂ evitate.

Il PEAR del *Lazio* riporta che non risultano, ad oggi, installati nel suo territorio in grado di produrre quantità significative di energia elettrica. In base ad uno studio sitologico effettuato, sono state evidenziate aree potenzialmente utili ad ospitare centrali di generazione eolica. Il

potenziale energetico eolico disponibile nella regione è stato stimato in circa 190 MW nominali per una producibilità di 550 GWh all'anno, pari a 121 ktep/anno, con una spesa di oltre 200 M€.

Il potenziale eolico della *Liguria* risulta sicuramente basso: non supera, infatti, i 13 ktep su base annua. Pur confermando una disponibilità della risorsa eolica mediamente modesta, lo studio sul potenziale eolico in Liguria, realizzato nel 1996 dal Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova, individua picchi promettenti della risorsa eolica in alcune zone specifiche della regione.

Il PEAR dell'*Emilia Romagna* riporta un potenziale regionale installabile pari a 15-20 MW e una producibilità di 60-70 GWh/anno.

La potenzialità di sfruttamento dell'energia eolica in *Lombardia* appare limitata ad aree marginali. Rispetto all'obiettivo previsto nei programmi nazionali al 2010 che prevede la realizzazione di complessivi 3.000 MW, si stima un potenziale regionale di 10 MW di potenza installata con circa 20-25 GWh/anno di energia elettrica producibile, corrispondente a 2 ktep/anno di energia primaria sostituita.

Il PEAR della Regione *Marche*, sulla base dell'analisi del proprio territorio e per un corretto sfruttamento della risorsa eolica, fissa in 160 MW la potenza massima installabile sul suo territorio nell'ambito temporale di questo PEAR. Tale potenza complessiva potrà essere raggiunta mediante una soluzione che preveda: 120 MW mediante impianti di media potenza con non più di 15 aerogeneratori per impianto e non più di un impianto nello stesso sito; 40 MW mediante un singolo impianto di potenza da realizzare in un'area non significativa dal punto di vista paesaggistico-ambientale selezionata dalla Regione dopo un'attenta concertazione con l'ANEV (Associazione Nazionale Energia dal Vento) e con le popolazioni locali.

La diffusione delle centrali eoliche non trova condizioni anemologiche favorevoli in *Piemonte*.

In *Sardegna*, risultano installati, alla fine del 2002, impianti eolici per una potenza totale di circa 104 MW. Per la fine del 2002 sono stati presentati all'Assessorato all'Ambiente diversi progetti per impianti eolici. Si tratta di 20 Parchi eolici, per una potenza di targa totale di 1174 MW che, sommati ai 104 MW installati al dicembre 2002 e ai circa 760 MW di progetti di cui si è a conoscenza in via di definizione da presentare ancora agli enti preposti, arriviamo ad un totale di circa 2060 MW. Benché le richieste di connessione di impianti eolici al GRTN raggiungono i 5000 MW, che, in seguito alla deliberazione nel marzo 2002 n. 50 dell'AEEG, si sono ridotte a circa 3000 MW, si ritiene che, sia per motivi economici che di equilibri ambientali e del sistema elettrico regionale, sia prudente stimare per il 2012 una potenza nominale installata dell'ordine di 2000 MW.

La *Toscana* ha come obiettivo quello di realizzare impianti eolici per 300 MW con valori di funzionamento medio degli impianti che possono rientrare nella media che si registra in Italia di circa 2.000 ore all'anno e una producibilità di circa 600 GWh/anno con un risparmio di energia quantificabile in 0,144 Mtep/anno e una riduzione di CO₂ pari a 420.000 t. A ciò si

aggiunge un ulteriore contributo da parte dei generatori eolici di piccola e media taglia, che è quantificata in circa 50 MW e producibilità di circa 100 GWh.

In *Umbria* la potenza installata è di 1,45 MW con produzione media di 3,2 GWh nel Parco eolico di Fossato di Vico. Le potenzialità fanno riferimento al Documento redatto dall'Università per gli Studi di Perugia che ha individuato tre bacini eolici. La potenzialità eolica regionale complessiva è di 1428 MW ma il PEAR prevede di sfruttarne 400 MW ricadenti al di fuori delle aree protette.

Non si prende pertanto in considerazione tale fonte fra quelle analizzate per il Piano energetico della *Valle d'Aosta*.

Il PEAR del *Veneto* riporta che le potenzialità complessive di tale tecnologia appaiono limitate a circa 5-10 MW; pertanto viene stimato al 2010 un contributo di 5 GWh/anno.

Rifiuti Solidi Urbani

La Regione *Basilicata* ritiene che l'utilizzo dei rifiuti a fini energetici non sia praticabile ed esclude, in maniera categorica, la trasformabilità di qualsiasi impianto di produzione di energia da biomassa in impianto alimentato da RSU o da CdR (Combustibile da Rifiuti).

Nella Provincia di *Bolzano* lo sfruttamento energetico dei rifiuti e delle acque reflue nelle infrastrutture esistenti o in progetto (inceneritori, discariche, depuratori) ha già raggiunto un elevato livello. In futuro lo sfruttamento energetico dovrà far parte delle progettazioni fin dall'inizio.

Nella Regione *Calabria* il recupero energetico dovrà avvenire negli impianti all'uso dedicati di Bisignano (CS) e Gioia Tauro (RC) idonei a valorizzare la frazione combustibile derivante dalla gestione dei rifiuti. I due impianti di termovalorizzazione del combustibile derivato dai rifiuti risultano dimensionati per il trattamento di identiche quantità di combustibile derivato dai rifiuti (120.000-140.000 t/anno) e, nell'ipotesi di utilizzo dell'intera energia termica recuperata per la produzione di energia elettrica, potranno garantire la produzione di 200-250 milioni di kWh ciascuno, con una potenza elettrica installata di 30-35 MVA in ciascun impianto. In tal caso gli effetti sono: combustibili fossili risparmiati (tep/anno) 110.000, emissioni di CO₂ evitate (t/anno) 265.000.

Il PEAR del *Lazio* propone che l'utilizzo della produzione annua di rifiuti a valle della raccolta differenziata in impianti di termovalorizzazione, implicherà l'installazione di una potenza elettrica pari a circa 78 MWe, nell'ipotesi di conversione energetica in sola energia elettrica, considerando anche ipotesi conservative sul rendimento di conversione.

L'investimento complessivo stimabile è pari a circa 400 M€, dei quali il 20% circa si possono ritenere imputabili ai processi di recupero e sfruttamento energetico. La corrispondente produzione elettrica risulta pari a circa 550 GWh/anno, con un risparmio di energia primaria di circa 121 ktep/anno.

In *Liguria* una analisi dello sfruttamento degli RSU a fini energetici, fatta sulla base di uno degli scenari formulati dal Piano (quello che prevede la separazione secco-umido e

l'incenerimento della frazione secca) conduce a queste conclusioni: tenendo conto della quantità di produzione dei rifiuti, si ipotizza un valore realistico di produzione di energia elettrica pari a 250.000 MWh/anno.

In *Lombardia* il PEAR prevede al 2010 di sfruttare i rifiuti per ottenere in termini energetici un risparmio di energia primaria stimata in 330 ktep, con impianti aventi una potenza di 735 MWt e 255 MWe e una producibilità di 594 GWht e 1140 GWhe.

Il PEAR della *Toscana* riporta che i MW installabili e le producibilità di energia elettrica da RSU e RSI (tutti gli scenari di valutazione delle possibilità di recupero energetico dai rifiuti sono stati riferiti all'anno 2001), a livello regionale sono i seguenti: potenzialità di installazione di circa 163 MW, producibilità di circa 1.220 GWh, evitando la produzione di 970.000 t/anno di CO₂.

L'ipotizzata entrata in funzione in località Ischia Podetti, Provincia di *Trento* di un termovalorizzatore di rifiuti urbani, a partire dal 2007, permetterebbe di disporre di una notevole quantità di energia termica da poter distribuire, tramite teleriscaldamento, nella zona residenziale, commerciale e industriale della periferia nord di Trento. Nello studio di VIA dell'impianto è stata eseguita una prima e sommaria valutazione dell'energia vendibile, stimata in circa 22.400 tep; tuttavia, tenendo conto dei tempi di realizzazione, si è assunta per il Piano una quantità di energia risparmiata pari a 10.000 tep e 24.000 tonnellate di CO₂ evitata.

In *Umbria* il piano regionale rifiuti stabilisce la tipologia e la quantità degli impianti per l'incenerimento, con recupero energetico, dei rifiuti urbani e per l'utilizzazione principale degli stessi come combustibile o altro mezzo per produrre energia, da realizzare nella regione. Sulla base di quanto previsto dal Piano regionale rifiuti, il quantitativo di CDR da termovalorizzare sarà di 70.000 t/anno e permetterà una produzione di energia elettrica attorno ai 60.000 MWh/anno. Per quanto riguarda il recupero del biogas, si segnala l'impianto di Bellagamba (Città di Castello) che fornisce una produzione di 3.500 MWh/anno circa.

Il PEAR del *Veneto* indica in 300 GWh/anno l'ulteriore produzione di energia elettrica ottenibile al 2010 con tale fonte.

Geotermia

Nel *Lazio* l'ENEL ha segnalato l'esistenza sul territorio laziale di località di un certo interesse, nelle quali è stata recentemente rinvenuta la presenza di fluidi a temperatura medio bassa, utilizzabili per usi termici diversi, purché in prossimità delle medesime fonti. Il calore derivante dallo sfruttamento di queste risorse è stato stimato in 871.200 Gcal annue. L'apporto energetico andrebbe ad integrare quello che attualmente viene prodotto dalle centrali di Latera, recentemente entrata in esercizio, e Torre Alfina. Le fonti fossili risparmiabili sono quantificabili in 87,12 ktep. In uno dei siti individuati (Marta) sarà valutata la possibilità, attraverso un apposito studio di fattibilità, dell'installazione di un impianto geotermoelettrico per una potenza elettrica di 9 MW (si stima una produzione di 65,5 GWh/anno). È stato stimato che la realizzazione di impianti per l'utilizzo di questi fluidi geotermici richiederebbe investimenti per un importo complessivo di 143 miliardi.

Il PEAR dell'*Emilia Romagna* riporta un potenziale regionale installabile pari a 9-12 MW e una producibilità di 25 GWh/anno.

In *Lombardia* non sono presenti risorse geotermiche ad elevata termalità. Tenuto conto dell'attuale contesto ambientale lombardo e delle caratteristiche geologiche della pianura padana, la potenzialità dello sfruttamento delle risorse geotermiche appare limitata solamente agli acquiferi sotterranei

Esistono numerose testimonianze di utilizzazione delle acque calde in *Sardegna*. Sono note sin dall'antichità i siti di Sardara, Fordongianus, Villasor, Benetutti.

L'analisi delle temperature delle sorgenti, i rilievi elettrici, gravimetrici, magnetici e aeromagnetici, attuati nel tempo dal CNR nell'ambito del progetto finalizzato Geotermia, e le successive misure di flusso di calore effettuate in oltre trenta fori profondi oltre 100 metri, nell'ambito di una tesi di laurea, hanno potuto mostrare un quadro non ancora delineato a sufficienza, ma sicuramente promettente.

Attualmente la totalità della produzione geotermoelettrica nazionale è localizzata in *Toscana*. La linea di indirizzo è l'adeguamento di tutte le centrali al massimo rendimento della migliore presente, e l'installazione di ulteriori 300 MW. I due interventi porteranno ad una maggiore producibilità annua di circa 2200 GWh.

L'unica fonte esistente in *Umbria* è situata nel Comune di Castel Giorgio (TR) dove sono presenti alcuni pozzi attualmente non utilizzati. Dall'utilizzo di tali pozzi si potrebbe ottenere la produzione congiunta di energia elettrica, calore ed anidride carbonica. La CO₂, di cui il fluido geotermico è fortemente ricco, potrebbe essere imbottigliata con apposito impianto ed utilizzata a fini industriali. Gli effetti ottenibili con l'insediamento di Castel Giorgio sono di seguito illustrati: potenza installabile 1 MWe, producibilità annua calore 10.000 Gcal, risparmio 3.226 tep/anno, produzione evitata 9.990 t/anno di CO₂.

In Tabella 1.4 sono riportati sinteticamente gli obiettivi al 2010-2012, contenuti nei PEAR nel settore delle rinnovabili, in termini di nuovi impianti da realizzare e miglioramenti a quelli esistenti.

A causa delle variazioni legislative e tecnologiche, successive all'approvazione dei PEAR, gli obiettivi riportati sono in alcuni casi superati. I dati riportati in tabella sono in alcuni casi stime delle potenzialità regionali, è il caso per esempio degli obiettivi del PEAR della Regione Liguria nel settore del solare termico.

Tabella 1.4 - Obiettivi di sfruttamento delle fonti rinnovabili previsti dai piani energetici regionali

	Idroelettrico	Solare Termico	Solare Fotovoltaico	Eolico	Biomasse	Geotermico	Rifiuti
Piemonte	150 MW 400GWh/a	53.000 m2 432 GWh/a	4 MW				
Valle d'Aosta	20 MW 110 GWh/a	10 GWh/a			15 MWt		
Lombardia	374 MW 1270 GWh/a 233 ktep/a	25000 m2 35 GWh/a 5 ktep/a	8 MW 11 GWh/a 4 ktep/a	10 MW 20-25 GWh/a 2 ktep/a	48 MW 288 GWh/a 246 ktep/a		255 MW 1140 GWh/a 330 ktep/a
Prov. Aut. Trento		10 ktep/a			20 ktep/a		10 ktep/a
Veneto	360-450 GWh/a	166 GWh/a 238.000 m2	10 GWh/a	5 GWh/a	63-88 ktep/a		300 GWh/a
Liguria	250 GWh/a 30 ktep/a	345 ktep/a termici	0,3 ktep/a	13 ktep/a	150 MWt 500 ktep/a		250 GWh/a 136 ktep/a
Emilia Romagna	16 MW 80-90 GWh/a	30.000 m2 18-22 GWh/a	8 MW 10-12 GWh/a	15-20 MW 60-70 GWh/a	300 MW 1800 GWh/a	9-12 MW 25 GWh/a	
Toscana	100 MW 578 GWh/a	200.000 m2 8,1 ktep/a	50 MW 50 GWh/a	330 MW 723 GWh/a	200 MW 800 GWh/a	300 MW - 2234 GWh/a; 200 MWt - 60 ktep/a	163 MW 271 ktep/a
Marche	40 GWh/a			160 MW	159 ktep/a		
Umbria	3 MW 37 ktep/a	24.000 m2 17 GWh/a 2,4 ktep/a	1 MW 1,2 GWh/a 0,3 ktep/a	400 MW 800 GWh/a	20 MW 130 MWt	1 MW 3 ktep/a	60 GWh/a
Lazio	24 MW 106 GWh/a 23 ktep/a	190 GWh/a 550.000 m2 73,3 ktep/a	1-2 MW 1,3 GWh/a 0,3 ktep/a	190 MW 550 GWh/a 121 ktep/a	29 MW 200 GWh/a 44 ktep/a	9 MW 65 GWh/a 87,1 ktep/a	78 MW 550 GWh/a 121 ktep/a
Basilicata	28-41 MW 127-182 GWh/a 11-16 ktep/a	0,7-1,4 ktep/a	301-354 kW	122-128 MW 189-198 GWh/a	43 MW 257 GWh/a 22 ktep/a		
Calabria	200 GWh/a	7 GWh/a 1,5 ktep/a	2,2 GWh/a 1,5 MW	70 MW 100 GWh/a	50-70 MW 300-500 GWh/a		60-70 MW 400-500 GWh/a
Sardegna	9,77 MW			2000 MW	170-190 MW		

Capitolo 2

Meccanismi di incentivazione e mercato delle rinnovabili in Italia

2.1 Introduzione

In questo capitolo si vuole offrire una panoramica di medio periodo dello sviluppo del settore delle rinnovabili nel nostro Paese. Il lavoro mira a fornire degli spunti per giungere ad una stima quantitativa dell'energia producibile da fonte rinnovabile, cercando di accompagnarla con un costo totale per il sistema, attraverso lo sviluppo di scenari piuttosto semplificati, accompagnati da brevi accenni relativi alle variabili maggiormente incerte.

In considerazione del lavoro svolto è emerso come i programmi di incentivazione sembrano soffrire, sin dagli inizi, di una certa vaghezza quantitativa sia in termini di energia che di costo per il sistema tale da fare perdere di linearità le politiche di sviluppo del settore, soprattutto in un confronto internazionale.

2.2 Le incertezze del sistema di incentivazione

Nelle esperienze degli ultimi anni, l'incertezza quantitativa, connessa ai meccanismi di incentivazione, è emersa in diverse occasioni.

Con il CIP6, che non aveva previsto un meccanismo di aggiornamento nel tempo delle tariffe in base ai reali costi delle tecnologie e che ancora nel 2004 fa segnare un nuovo massimo dei costi di tale programma.

Nel periodo di transizione tra il CIP6 e la preparazione dei Certificati Verdi (CV): nel susseguirsi del decreto¹ con il quale si sospendevano, per ragioni di costo, le ultime graduatorie CIP6, e il decreto di riforma del settore elettrico² con il quale si è introdotto un meccanismo grazie al quale, di fatto, la remunerazione delle rinnovabili, pur in presenza di un meccanismo di mercato quale quello dei CV, è equivalente alla media del costo di incentivazione del CIP6.

Infine con lo stesso meccanismo dei CV: basti ricordare l'indeterminatezza dei volumi di energia nel primo anno, dei volumi di CV a disposizione del GRTN, del loro prezzo, del meccanismo di aggiornamento della quota d'obbligo e gli interventi normativi intervenuti in seguito a chiarire alcuni importanti aspetti e che hanno contestualmente introdotto nuovi elementi di incertezza.

La mancanza di chiarezza prospettica nel caso dei CV rappresenta un'opportunità mancata sia perché la conoscenza della quota d'obbligo nel lungo periodo è un prerequisito fondamentale per il funzionamento del mercato interno, sia perché in questo modo si rischia di perdere aderenza con il percorso e gli obiettivi della politica europea energetico-ambientale degli ultimi anni. Il percorso intrapreso a livello europeo è infatti abbastanza esplicito sia nei principi: progressiva internalizzazione dei costi ambientali delle energie convenzionali e deroga agli aiuti di Stato per le incentivazioni alle energie rinnovabili per renderle competitive

¹ Decreto 24/01/1997 del Ministero Industria Commercio e Artigianato.

² Decreto Bersani 79/1999.

nel lungo periodo,³ sia nelle quantità: identificazione di obiettivi nella promozione delle energie rinnovabili, del risparmio energetico e nel contenimento delle emissioni dei gas climalteranti.

Le difficoltà di previsione e le incognite regolatorie che ancora permangono non devono disincentivare, anche a costo di commettere errori, l'elaborazione e la pubblicazione di scenari espressamente ritagliati sugli impatti delle politiche in atto.

2.2.1 Energia incentivata attraverso il meccanismo CIP6: quantità e costi

Per quanto riguarda il contributo dell'energia incentivata con il meccanismo CIP6, nella Tabella 2.1 si riporta una stima della generazione per fonte, prevista per il periodo 2004-2015. La stima è fornita da una semplice moltiplicazione della potenza in convenzione in essere per un fattore di carico tipico per tecnologia.

Le tariffe impiegate per stimarne i costi sono costituite dalle voci di acconto del 2004 e non prendono in considerazione la proprietà degli impianti, ovvero se gli impianti sono di terzi o di produttori-distributori, o l'eventuale maggiorazione di incentivo per qualche impianto specifico. Le stime si riferiscono al periodo in convenzione che, in qualche caso, risulta superiore agli otto anni di riconoscimento dell'incentivo specifico per tecnologia.

L'incremento di generazione per la categoria biomassa, rifiuti e biogas che emerge a partire dal 2007, si riferisce a nuovi impianti di incenerimento di rifiuti con recupero energetico progettati ma non ancora realizzati nelle Regioni commissariate per l'emergenza rifiuti, come da ordinanze ministeriali 31/3/1998 n. 2774 e 2 giugno 2000 n. 3060, che prevedono la stipula di convenzioni CIP6 in deroga alla moratoria sui progetti in CIP6 del 1997.

Tabella 2.1 - Previsioni della generazione elettrica da impianti CIP6 per la durata della convenzione (GWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Idro >3MW	1.738	1.703	1.467	1.349	659	230	165	7	-	-	-	-
Idro fluente <3MW	302	187	143	94	64	55	37	15	-	-	-	-
Biomasse, Rifiuti, Biogas	4.227	4.286	4.517	7.244	7.088	6.772	6.370	5.726	5.514	4.718	3.487	1.861
Eolico	1.518	1.515	1.499	1.495	1.493	1.491	1.295	1.287	1.209	1.153	1.039	996
Geotermico	2.198	1.826	1.454	1.206	1.082	868	868	-	-	-	-	-
Idro potenziato	130	128	114	80	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale energia	10.113	9.645	9.194	11.468	10.385	9.416	8.735	7.035	6.723	5.871	4.526	2.857

³ Principio che si ritrova nella legislazione relativa ai meccanismi di incentivazione delle rinnovabili di diversi Stati membri, ad esempio Gran Bretagna e Germania.

La Tabella 2.2 mira a fornire, se pur in maniera approssimativa, una stima del costo di incentivazione dei soli impianti rinnovabili, inclusi i rifiuti, del programma CIP6 sino al 2015. Dal momento che l'energia CIP6 viene rivenduta al mercato elettrico, i costi finali vanno ridotti in considerazione dei ricavi conseguenti alla cessione dell'energia.

Le modalità di vendita dell'energia, differenti di anno in anno, vengono imputate pari a 50 €/MWh per tutto il periodo. Un ricavo viene inoltre apportato dall'eventuale vendita di CV del GRTN, stimata, a partire dal 2006 e per tutto il periodo, al 3% della domanda di certificati.

Quest'ultima assunzione implica che, a partire dal 2006, il mercato dei CV abbia raggiunto una non facile situazione di equilibrio tra domanda ed offerta, aiutato da un lato dalla validità sui tre anni dei certificati⁴ e dall'altro dal ruolo marginale del GRTN, che svolge una funzione di chiusura del mercato. I costi totali da recuperare in tariffa vengono conseguentemente spalmati sui GWh corrispondenti al consumo nazionale per il quale è stato assunto un incremento annuo del 2%.

Tabella 2.2 - Previsione costi programma CIP6 ed impatto di costo sui consumi di energia elettrica, Anni 2004-2015

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Idro >3MW (M€)	216	213	183	168	82	28	20	1	-	-	-	-
Idro fluente <3MW (M€)	31	19	14	9	6	5	3	1	-	-	-	-
Biomasse, Rifiuti, Biogas (M€)	746	708	763	1.215	1.175	1.111	960	827	760	706	568	128
Eolico (M€)	192	188	184	177	174	156	93	88	83	79	71	68
Geotermico (M€)	280	233	186	154	138	111	111	-	-	-	-	-
Idro potenziato (M€)	12	12	10	7	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale (M€)	1.478	1.373	1.339	1.730	1.576	1.411	1.187	917	843	785	639	196
Costo CIP6 (€/MWh) (1)	146	142	146	151	152	150	136	130	125	134	141	69
Valorizzazione energia elettrica (€/MWh) (2)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Ricavi da cessione energia elettrica (M€)	506	484	460	573	519	471	437	352	336	294	226	143
Ricavi da cessione CV (M€)	89	11	13	13	13	14	15	17	19	21	23	
Costo da recuperare in tariffa (M€)	884	877	867	1.143	1.044	926	735	548	488	470	390	53
Consumi nazionali (TWh)	300.987	307.007	313.147	319.410	325.798	332.314	338.960	345.739	352.654	359.707	366.901	374.240
Costo per kWh consumato (c€/kWh)	0,29	0,29	0,28	0,36	0,32	0,28	0,22	0,16	0,14	0,13	0,11	0,01

(1) Costo medio remunerazione impianti rinnovabili (quantità di energia e costi sono calcolati sulle convenzioni e non sul solo periodo di incentivazione di otto anni).

(2) Nella valorizzazione dell'energia elettrica sul mercato, andrebbe incluso il costo derivante dai CV, che per semplicità è stato omissis.

⁴ Un'importante caratteristica del mercato definita solo dall'art. 20, comma 7, decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Originariamente i CV erano validi per il solo anno di riferimento.

L'incidenza per kWh consumato sembrerebbe in questo caso stabile nei prossimi anni (almeno sino al 2007): la realizzazione degli impianti di incenerimento di rifiuti dovrebbe quindi contribuire ad un incremento dei costi del CIP6 a livelli superiori a quelli odierni.

Tale ipotesi sottintende la realizzazione di tali impianti di cui abbiamo accennato in precedenza. In complesso è possibile stimare in circa 15 TWh anno, ovvero circa un quarto dell'energia rinnovabile prodotta in Italia, il volume di energia rinnovabile che ha beneficiato, sta beneficiando o beneficerà di incentivazioni in CIP6. Infine come ipotesi di minima viene riportata la Tabella 2.3, che non prevede il compimento degli impianti di incenerimento nel periodo 2005-2008. Per pura completezza, viene fornita una stima del costo derivante dall'incentivazione delle fonti di energia cosiddette *assimilate* che, se pur non rinnovabili, costituiscono una voce di costo recuperata in tariffa attraverso la stessa componente tariffaria (Tabella 2.4).

Tabella 2.3 - Ipotesi dei costi del CIP6 senza realizzazione di impianti di incenerimento nel periodo 2005-2008

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energia Prodotta (GWh)	10.113	9.645	8.726	8.102	7.020	6.050	5.369	3.670	3.358	2.505	1.628	1.407
Costo totale (M€)	1.478	1.373	1.254	1.117	963	798	574	304	230	172	112	97
Costo al netto dei ricavi (M€)	884	879	805	699	599	482	290	103	43	25	-	-
Costo per kWh consumato (c€/kWh)	0,29	0,29	0,26	0,22	0,18	0,14	0,09	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00

Tabella 2.4 - Costi ed incidenza del CIP6 relativamente agli impianti di energia cosiddetta assimilata

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energia assimilata (GWh)	40500	40300	40200	39200	35600	33500	32600	30600	24600	21500	18500	16600
Costo al netto dei ricavi (M€)	1.500	1.200	1.150	1.150	950	600	595	580	480	440	410	380
Incidenza sui consumi nazionali (c€/kWh)	0,5	0,38	0,37	0,36	0,29	0,18	0,17	0,17	0,14	0,12	0,11	0,1

2.2.2 Energia incentivata con i Certificati Verdi: quantità e costi

È possibile a questo punto procedere nel tentativo di fornire una stima della produzione rinnovabile e relativo costo per il sistema introdotto dal meccanismo dei CV.

Come noto il meccanismo si basa su un obbligo percentuale sulla produzione e l'importazione di energia elettrica convenzionale al netto di determinate esenzioni.

L'obbligo è stato del 2% sino al 2004 e verrà incrementato dal 2005 al 2007 dello 0,35% anno, relativamente alla produzione ed importazione 2004-2006.

Successivamente, entro il 31 dicembre 2004 ed entro il 31 dicembre 2007, il Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio e la Conferenza Unificata Stato-Regioni, provvedono ad aggiornare l'andamento dell'obbligo per il triennio successivo. Nella nostra stima si procede con un incremento dello 0,35% per tutto il periodo.

Nei paragrafi seguenti si fornisce una stima delle quantità di energia rinnovabile immessa in rete nel periodo 2004-2015 indicando un costo per il sistema nazionale.

Partendo da un'ipotesi di incremento del Consumo Interno Lordo⁵ proporzionale all'aumento dei consumi nazionali di Tabella 2.2, vengono identificate le voci relative alle importazioni, alla generazione nazionale lorda di energia convenzionale, e di quella rinnovabile (Tabella 2.5).

Biomassa, rifiuti e biogas prodotti in impianti termoelettrici sono conteggiati nel bilancio delle energie rinnovabili.

La domanda di CV è ricavata applicando la quota prevista in percentuale sul totale dell'energia sottoposta ad obbligo. Contestualmente viene fornita una stima per ciascuna delle voci che non sono soggette all'obbligo dei CV, ma che rientrano nelle voci del Consumo Interno Lordo. Si tratta, in particolare, dei servizi alla produzione, della franchigia iniziale⁶, dell'energia prodotta da impianti rinnovabili, delle importazioni accompagnate da certificazione di rinnovabilità, delle quote di generazione riferibili ad impianti di cogenerazione, ed in ultimo dell'energia prodotta da impianti a pompaggio.

La difficoltà nella previsione della domanda di CV in Italia è data dalla peculiarità del meccanismo, che, unico nel suo genere, ha imposto l'obbligo sulla produzione di energia e non sul consumo, come avviene ad esempio in Svezia o sulla vendita di energia come avviene in Gran Bretagna⁷.

Contestualmente, la legislazione primaria ha previsto una serie di esenzioni che, sul lungo periodo, possono rappresentare una variabile di difficile previsione.

- Di relativo impatto sulla quota d'obbligo, anche se non priva di rischi di errori, è la stima della franchigia iniziale e dell'esenzione dei piccoli produttori (perché non moltiplicare le società qualora l'obbligo diventasse oneroso? Quali sono le prospettive della microgenerazione?).

⁵ Il Consumo Interno Lordo, ovvero produzione nazionale lorda cui si somma il saldo delle importazioni, costituisce il denominatore per il calcolo della percentuale di energia rinnovabile relativa al target indicativo della direttiva europea 77/2001. Nella nota alla direttiva 77/2001, l'Italia riporta che sarà in grado di incrementare la quota di rinnovabili al 22% qualora il CIL ammonti a 340 TWh. Con le nostre assunzioni di crescita il CIL ammonta a 396 TWh nel 2010. Il CIL nel 2004 è stato di 346 TWh.

⁶ In questa voce viene raggruppata l'energia corrispondente ai primi 100 GWh esentati per i produttori soggetti ad obbligo e la somma dell'energia dei piccoli produttori che producono meno di 100 GWh/anno, simbolicamente incrementata di 100 GWh/anno.

⁷ L'obbligo sulla produzione offre il vantaggio di diminuire i costi di transazione del meccanismo, sono infatti molto meno i produttori dei consumatori o dei venditori di energia, nonché di identificare l'obbligo con soggetti che hanno le maggiori competenze per la costruzione degli impianti. Tuttavia determina l'esenzione di diverse categorie, giustificabile in linea di principio, ma difficilmente sostenibile, come vedremo in seguito, per il funzionamento complessivo del meccanismo in termini di costo.

- Priva di sorprese dovrebbe rivelarsi invece la quota riservata ai servizi alla produzione, in percentuale costante rispetto alla generazione termoelettrica lorda⁸.
- La cogenerazione rappresenta un'incognita facilmente stimabile nel breve periodo, se si accettano margini di errore determinati dal fatto che la qualifica di cogenerazione è data anno per anno a seconda delle *performance* dell'impianto, presumibile nel medio periodo ipotizzando come cogenerativi alcuni degli impianti in costruzione, ma difficilmente quantificabile nel lungo periodo anche perché la convenienza a costruire un impianto di cogenerazione è fortemente legata (in quanto esentata) all'aggiornamento della quota d'obbligo dei CV imposta alla generazione concorrente ed al valore degli stessi. Inoltre l'ancora mancata ratifica della direttiva europea sulla cogenerazione non permette di quantificare l'impatto sui volumi di energia cogenerativa esentata derivante dall'adozione di un criterio di qualifica differente rispetto a quello introdotto dalla delibera 42/02 dell'Autorità
- Un'altra difficile stima è rappresentata dall'esenzione garantita alle importazioni qualificate come rinnovabili. In questo caso, le difficoltà sembrano essere di tipo regolatorio. Da un lato, infatti, è presumibile che sino a che i Paesi esportatori non adotteranno dei sistemi di valorizzazione dell'energia rinnovabile nel loro Paese avranno tutta la convenienza a certificare come rinnovabile la maggior parte dell'energia ceduta in Italia, dall'altro tuttavia non è da escludere che man mano che si avvicini il *target*, se pur indicativo, del 2010, non si delineino delle regole tra gli Stati membri più restrittive⁹. Per il momento, tuttavia, l'errore sulle esenzioni delle importazioni rimane elevato e si è mantenuto un valore di stima costante per tutto il periodo. L'approccio scelto determina uno scostamento tra le stime pubblicate, già nel 2005 relative alla domanda di CV, e i dati previsionali del mercato riportati dal GRTN nel bollettino annuale pubblicato nel ottobre 2005. Nella stima proposta in tabella 2.6 la domanda è di circa 4,2 TWh a fronte di una previsione GRTN di 5TWh. Tuttavia i dati GRTN si fondano sulla mancata presentazione da parte degli importatori, relativamente alle quote di energia importata nel 2004, della garanzia di origine nelle modalità richieste dall'art 20 comma 3 del decreto 387/03. Si tratta, a nostro avviso, di una mancanza del tutto occasionale determinata dal tardivo aggiornamento della regolazione relativa al rilascio della garanzia di origine nei paesi confinanti. Dall'anno prossimo è del tutto probabile un nuovo incremento delle quote di esenzione nella misura stimata. Proprio questo episodio sottolinea l'estrema volatilità dei fondamentali del mercato italiano dei CV a causa di evoluzione normative imprevedibili per gli operatori.

⁸ Tale voce, rappresentando i consumi di centrale, non è ovviamente soggetta ad obbligo di CV neanche nei meccanismi con quota sul consumo o sulla vendita di energia elettrica.

⁹ È molto importante comprendere la differenza tra energia rinnovabile importata e alla quale possono essere rilasciati i CV qualora il Paese esportatore abbia adottato criteri di reciprocità con il meccanismo di incentivazione italiano (nessuno Stato, o forse l'Albania) e l'energia importata certificata come rinnovabile e conseguentemente esentata dal pagamento dei CV (altrimenti si introdurrebbe una discriminazione tra produzione rinnovabile italiana (esentata) e produzione rinnovabile importata. Altri Stati membri, ad esempio la Gran Bretagna, anche grazie all'imposizione dell'obbligo sulla vendita, hanno escluso l'emissione di CV relativamente all'energia importata. In relazione al ruolo delle importazioni si veda: *Circular from the Minister for Production Activities concerning "national indicative targets for the consumption of electricity produced from renewable energy sources over the period 2003-2012 and measures taken or planned at national level to achieve those targets"*, in accordance with Article 3(2) of Directive 2001/77/EC.

Se dunque le assunzioni riportate in Tabella 2.6 si dovessero rilevare in qualche modo vicine alla realtà, la quota di energia soggetta ad obbligo nel periodo 2002-2015 risulterebbe, anno per anno, di poco superiore al quantitativo di energia esentata.

Diverse, ed altrettanto valide assunzioni possono portare a scenari discordanti. Questo vale per la cogenerazione, per le importazioni, per la microgenerazione, ma anche in relazione all'incremento della quota d'obbligo dopo il 2007, all'andamento della domanda di energia nazionale, all'idraulicità futura, agli impatti della direttiva sulle acque, agli impieghi dei pompaggi nel mercato elettrico. Tali difficoltà nella stima non si riscontra ad esempio in Gran Bretagna, dove la percentuale d'obbligo è nota già sino al 2010 ed è in corso una consultazione pubblica per il futuro aggiornamento dell'obbligo e l'unica variabile, già di per sé per altro non facile, è rappresentata dall'incremento della domanda nazionale di energia.

Tabella 2.5 - Stima del bilancio energetico 2004-2015 (GWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo interno lordo	346.038	352.505	359.349	366.330	373.450	380.713	388.121	395.677	403.385	411.246	419.265	427.444
Saldo import	45.635	57.000	58.500	58.500	59.500	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
Produzione lorda	300.403	295.505	300.849	307.830	313.950	320.713	328.121	335.677	343.385	351.246	359.265	367.444
Termoelettrica lorda	239.203	232.427	236.842	242.621	247.067	253.422	259.252	265.777	270.971	277.365	283.570	290.133
Rinnovabili	53.700	55.578	56.507	57.708	59.383	59.791	61.369	62.400	64.914	66.381	68.195	69.811
Pompaggio	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500

Tabella 2.6 - Stima della quota di energia rinnovabile da immettere nel sistema elettrico nazionale nel periodo 2004-2015 per effetto dell'obbligo dei CV e dettaglio delle esenzioni (GWh)

	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015
Consumo interno lordo	346.038	352.505	359.349	366.330	373.450	380.713	388.121	395.677	403.385	411.246	419.265	427.444
Esenzioni	167.399	176.965	183.433	188.158	195.293	201.171	203.104	204.501	207.384	209.226	211.419	213.420
Servizi produzione	13.757	13.852	14.198	14.553	14.917	15.290	15.550	15.814	16.083	16.357	16.635	16.917
<i>Franchigia</i>	10.100	10.200	10.300	10.400	10.500	10.600	10.700	10.800	10.900	11.000	11.100	11.200
Rinnovabili	53.700	55.872	56.497	57.704	59.376	59.780	61.354	62.386	64.901	66.369	68.185	69.802
<i>Import rinnovabili</i>	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000
Cogenerazione	44.343	51.541	56.937	60.000	65.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
<i>pompaggio</i>	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Energia sotto obbligo	178.638	175.540	175.916	178.172	178.157	179.542	185.017	191.177	196.000	202.020	207.846	214.024
Obbligo percentuale	2,00%	2,35%	2,70%	3,05%	3,40%	3,75%	4,10%	4,45%	4,80%	5,15%	5,50%	5,85%
Quota obbligo rinnovabili	3.815	4.198	4.740	5.365	6.058	6.681	7.361	8.233	9.176	10.094	11.111	12.159

* La percentuale d'obbligo si applica sull'energia sotto obbligo relativamente all'anno precedente; per il 2004 (ovvero quota d'obbligo 2003) la stima di energia sotto obbligo è di 190.750 GWh.

Tabella 2.7 - Risorse indirizzate all'incentivazione di nuovi impianti e risorse destinate ad altre categorie (M€)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Risorse alle rinnovabili nuove	288	375	425	429	425	471	520	584	653	721	796	874
<i>Franchigia iniziale</i>	20	22	25	25	25	28	31	34	37	40	43	46
Rinnovabili esistenti (escluso CIP6)	79	89	104	100	103	115	131	148	166	183	204	226
<i>Import rinnovabili</i>	74	80	92	93	90	100	109	118	128	137	146	156
Cogenerazione (escluso CIP6)	39	58	80	89	104	131	145	161	186	206	227	246
<i>Totale</i>	500	624	726	736	747	844	935	1.044	1.168	1.286	1.415	1.547

La Tabella 2.7 riporta una stima delle risorse destinate direttamente allo sviluppo delle energie rinnovabili attraverso i CV e delle risorse destinate alle altre categorie¹⁰.

Le risorse per le rinnovabili nuove corrispondono ai volumi di energia di nuovi impianti (CV privati in Tabella 2.8) moltiplicato per il prezzo del CV al quale viene aggiunta l'incentivazione derivante dall'incremento del costo dell'energia sul mercato per effetto dei CV stessi. La franchigia può essere intesa come un'incentivazione indiretta alla generazione distribuita; le rinnovabili esistenti rappresentano la generazione da fonti rinnovabili non in CIP6 né con l'incentivo dei CV; per la cogenerazione il valore si intende al netto degli impianti in CIP6. Per tutte queste categorie si è moltiplicato i volumi stimati di energia per il prezzo del certificato per la percentuale d'obbligo.¹¹

2.3 Stima della generazione totale incentivata

La stima della generazione rinnovabile nazionale (Tabella 2.8) è data dalla somma della generazione per anno tipo, dell'incremento dato per effetto dei CV, del proseguimento del programma di realizzazione degli impianti in CIP6, dalle voci negative rappresentate dai rifacimenti totali e parziali di impianti rinnovabili e dai CV che verranno emessi per l'energia elettrica prodotta in impianti allacciati a reti di teleriscaldamento o con impiego di idrogeno¹².

¹⁰ Si tenga presente che, in termini di CO₂ evitata, l'incentivazione indiretta della cogenerazione, che con la formula IRE (Indice di Risparmio Energetico; vedi relazione tecnica delibera 42/02) beneficia dell'esenzione dai CV se consegue un risparmio energetico di almeno il 10% rispetto alla generazione separata di energia elettrica e calore, rimane conveniente rispetto all'incentivazione diretta delle rinnovabili sino all'innalzamento della quota d'obbligo di CV al 10%. Con l'approssimarsi della quota d'obbligo di CV al 10% (peraltro indispensabile qualora si volesse incrementare la generazione rinnovabile in percentuale rispetto al CIL con il presente meccanismo), emergerebbe in maniera palese la contraddizione di un meccanismo che ha legato l'incentivazione delle rinnovabili a quella della cogenerazione.

¹¹ Attenzione: il totale delle incentivazioni dirette ed indirette non corrisponde al totale del costo del sistema stimato in Tabella 2.10 perché non sono conteggiati i volumi relativi all'energia da pompaggio, quelli addebitabili alle perdite di rete, nonché i volumi di energia CIP6 non inclusa nelle voci riportate.

¹² Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 215 del 13 settembre 2004, art. 1 comma 71.

Tabella 2.8 - Stima della generazione elettrica rinnovabile incentivata (GWh)

	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015
Produzione rinnovabili anno tipo	44.800	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000
CV privati	2.900	4.072	4.597	5.204	5.876	6.480	7.140	7.986	8.901	9.791	10.778	11.794
CV GRTN (1)	6.800	7.000	7.500	8.500	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
CV privati terminati (2)							914	1.300	2.900	3.778	4.607	5.208
Rifacimenti	- 800	- 1.000	- 1.200	- 1.400	- 1.800	- 2.000	- 2.000	- 2.200	- 2.200	- 2.500	- 2.500	- 2.500
Teleriscaldamento		- 200	- 400	- 600	- 700	- 700	- 700	- 700	- 700	- 700	- 700	- 700
Rinnovabili totale	53.700	55.872	56.497	57.704	59.376	59.780	61.354	62.386	64.901	66.369	68.185	69.802

(1) Stima dell'energia prodotta in impianti CIP6 entrati in funzione dopo il 1/4/99; da notare che lo scarto tra stima e realtà influisce sul totale dell'energia rinnovabile ma non sul meccanismo dei CV.

(2) Energia relativa ad impianti che hanno terminato il periodo di incentivazione di otto anni.

In particolare, l'incremento della generazione rinnovabile per effetto dei CV non origina da una stima dei potenziali ma è derivata unicamente come corrispondente al 97% della quota d'obbligo per il medesimo anno.

Anche questo criterio di stima, del tutto ragionevole, nella quantificazione di un mercato che tenda a raggiungere un equilibrio tra domanda ed offerta è fortemente messo in dubbio dal recente decreto 24 ottobre 2005 di aggiornamento delle direttive per l'incentivazione delle fonti rinnovabili. L'art 5 comma 9, infatti, prevede che i Certificati Verdi invenduti, trascorso il triennio di validità, vengano ritirati e rimborsati dal GRTN in caso di un'ambigua situazione in cui si verifichi: "un mancato adeguamento dell'obbligo...agli obiettivi indicativi nazionali di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili"¹³.

Questo implica che il meccanismo italiano dei Certificati Verdi, che a questo punto non vale più la pena chiamare di mercato, può prevedere un eccesso di offerta, e dunque una maggiore generazione da fonte rinnovabile, rispetto ai volumi di domanda obbligatoria annuale di Certificati Verdi.

Da notare che a partire dal 2010 la generazione da impianti rinnovabili che hanno percepito i CV per i primi otto anni non contribuisce più a soddisfare l'obbligo e diventa generazione incrementale. Anche in questo caso, l'estensione del periodo di validità dei Certificati Verdi a 12 anni riconosciuto dal decreto 24 ottobre 2005 agli impianti a biomassa e rifiuti, determina una maggiore incertezza relativamente a questa voce, anche se, nei primi anni, il peso di queste fonti nell'offerta è limitato.

In ultimo è stata aggiunta una voce negativa per quanto concerne i contributi di nuova energia rinnovabile, spesso trascurata, e rappresentata dai quantitativi di CV emessi a fronte di impianti che si sono avvalsi della possibilità di rifacimento parziale o totale.

¹³ Decreto 24 ottobre 2005, articolo 5, comma 9, secondo paragrafo (il primo parla di tutt'altro eppure questa è una delle più importanti modifiche che si possa fare al meccanismo dei CV)

I valori forniti, in questo caso, non sono frutto di stima ma puramente indicativi. È tuttavia fondamentale monitorare questa importante voce nel bilancio futuro.

La normativa presente permette ad un impianto esistente da più di 10 anni¹⁴ di beneficiare dei CV su tutta la generazione a fronte di una sostituzione completa delle componenti fondamentali dell'impianto o, per impianti idroelettrici e geotermoelettrici esistenti, rispettivamente da 30 e 15 anni, consente, a fronte di un rifacimento parziale d'impianto, il rilascio di CV per una frazione dal 30% al 50% della nuova generazione in base ai costi di rifacimento ed alla taglia dell'impianto.

Una simile impostazione del meccanismo induce al rifacimento totale o parziale dell'impianto non tanto su una valutazione dell'effettiva vita residua degli impianti, quanto piuttosto sulla convenienza economica a rimetterli a nuovo determinata dal valore del Certificato Verde. Il riconoscimento dei CV ai rifacimenti dunque più che permettere il mantenimento della capacità rinnovabile esistente, una volta terminato il periodo di incentivazione, determinerà una forte disincentivo a mantenere in esercizio un impianto che, pur perfettamente funzionante, si possa qualificare per un rifacimento.

Diventa pertanto possibile, ma non in questa sede, proporre una stima dei volumi di rifacimento che si potranno attendere nei prossimi anni. La quantità sarà data dal numero di impianti esistenti da almeno 10 anni e da considerazioni relative alla convenienza economica del valore offerto dai CV al netto dei mancati ricavi della cessione di energia elettrica per il periodo di compimento dei lavori.

Proprio gli alti ricavi dalla vendita dell'energia idroelettrica garantiti dalla partecipazione in borsa elettrica sembrano poter avere evitato, sino ad oggi, un ricorso eccessivo ai rifacimenti parziali. Tuttavia, per i rifacimenti totali, data l'incidenza dei costi relativi alla ricerca e all'autorizzazione dei siti, è facile prevedere un continuo ricorso ai rifacimenti totali man mano che scadranno le incentivazioni CIP6 prima e CV poi.

È utile a questo proposito osservare come questo problema non insorga in Gran Bretagna, dove i CV sono riconosciuti a tutta la generazione rinnovabile indipendentemente dall'anno di entrata in funzione. Tale impostazione si tramuta in un incentivo a prolungare la vita utile dell'impianto dal momento che i lavori di rifacimento si traducono unicamente in un mancato ricavo durante il periodo dei lavori.

La soluzione inglese è facilitata dalla bassissima quota di energia rinnovabile esistente al 2002, ma sarebbe estendibile ad altre esperienze qualora si fossero introdotti dei limiti sulla taglia e sulle tipologie d'impianto (ad esempio il grande idroelettrico) per il riconoscimento dei CV tale da restringere l'emissione a volumi contenuti.

Tornando alla Tabella 2.8, è stata introdotta un'altra voce negativa rappresentata dall'energia elettrica associata ad impianti di teleriscaldamento e ad impiego di idrogeno. Anche in questo caso le stime proposte sono frutto di pura approssimazione non essendo ancora note le modalità di applicazione e di quantificazione dei CV per queste tecnologie.

¹⁴ Decreto 11 novembre 1999, articolo 2, lettera e)

2.4 Stima dei costi del meccanismo dei Certificati Verdi per il sistema elettrico

Più difficile di quanto non si sia proceduto per quanto riguarda le convenzioni CIP6 risulta effettuare una stima dei costi per il sistema derivanti dall'incentivazione dei CV.

Anche in questo caso, il disegno dei CV inglese facilita la stima di costo: l'introduzione di un *buy out price* di circa 4,5 c€/kWh, ovvero di un costo di riscatto per il soggetto ad obbligo che non abbia intenzione di adempiere all'acquisto di CV, congiunto col meccanismo di redistribuzione dei proventi a garanzia della remunerazione dei produttori (Tabella 2.9), permette di stimare l'impatto massimo per i consumatori nel prezzo finale dell'energia come pari al *buy out* per la relativa percentuale d'obbligo dell'anno.

Tabella 2.9 - Previsioni di quantità e costi dello sviluppo delle fonti rinnovabili in Gran Bretagna. Anni 2004-2015

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo nazionale (GWh)	328.360	330.130	336.072	342.122	348.280	354.549	360.931	367.428	374.041	380.774	387.628	394.605
Obblighi CV (%)	4,3%	4,9%	5,5%	6,7%	7,9%	9,1%	10,4%	11,0%	12,0%	13,0%	14,0%	15,0%
Prezzo buy out (c€/kWh)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Generaz. rinnovabile attesa (GWh)	14.119	16.176	18.484	22.922	27.514	32.264	37.537	40.417	44.885	49.501	54.268	59.191
Costo milioni euro	635	728	832	1.031	1.238	1.452	1.689	1.819	2.020	2.228	2.442	2.664
Costo per kWh consumato (c€/kWh)	0,19	0,22	0,25	0,30	0,36	0,41	0,47	0,50	0,54	0,59	0,63	0,68

Al contrario, nel caso italiano risulta abbastanza complesso giungere alla stima del costo per il consumatore.

Tralasciando la descrizione teorica del funzionamento del meccanismo in relazione agli andamenti di domanda ed offerta dei certificati, ed in attesa dello sviluppo di stime sui potenziali di fonti rinnovabili in relazione ai quantitativi di energia, si procede, con grande approssimazione, identificando il valore del CV del GRTN come prezzo di riferimento del mercato ancora per il 2004, 2005 e 2006. Si individua, quindi, nel costo marginale di generazione a biomassa, 120 €/MWh, il valore del CV, ovvero, considerato il ricavo dalla cessione di energia elettrica stimato costante nel decennio a 50 €/MWh, corrispondente a 70 €/MWh. È evidente anche in questo caso l'estrema semplificazione dello scenario, dal momento che sia l'andamento dei prezzi dell'energia del nostro Paese sia una stima del costo marginale da generazione rinnovabili potrebbero essere oggetto di innumerevoli ipotesi.

In un sistema di dispacciamento di merito economico i costi variabili di generazione derivanti dall'introduzione di obblighi di tipo ambientale, come quello relativo ai CV, vengono necessariamente inglobati, dai produttori, nei prezzi d'offerta di energia elettrica. Questo significa che nel vendere la propria energia il produttore includerà nel suo prezzo di offerta i costi sostenuti per l'acquisto o comunque la copertura di CV. L'energia che origina da impianti o da importazioni esentate, con ogni probabilità si vedrà riconosciuta una remunerazione comprensiva del costo dei certificati delle tecnologie concorrenti.

Se si guarda nel dettaglio le categorie esentate, infatti, si osserverà che la cogenerazione e le importazioni, venendo prime nell'ordine di merito economico, difficilmente determineranno il prezzo orario dell'energia elettrica, ovvero risulteranno marginali, mentre le offerte dell'energia idroelettrica che hanno notoriamente un costo variabile molto basso, se sono marginali, stanno semplicemente facendo un'offerta strategica commisurata al costo dell'impianto termico successivo nell'ordine di merito economico; un impianto che con ogni probabilità sta pagando i CV. Se ne deduce che l'impatto di costo dell'obbligo dei CV è riflesso su tutta la domanda di energia elettrica nazionale. Per i volumi di energia venduta da produttori soggetti ad obbligo (stimati in Tabella 2.6) il prezzo superiore pagato dai consumatori corrisponderà alle risorse trasferite, tramite il CV, ai produttori di energia rinnovabile. Mentre per i volumi di energia venduta proveniente da categorie esentate, si tratterà di un incremento della loro rendita inframarginale, ovvero della percezione di un incentivo indiretto.

In breve, se il costo dei CV è riflesso su tutta la domanda, il costo per il sistema, al pari del caso inglese, è dato dalla domanda finale di energia elettrica¹⁵ per la quota d'obbligo dei CV relativa all'anno moltiplicata per il prezzo (atteso) del CV.

Per le sole quantità riferibili ad energia CIP6, la cui remunerazione è data dalla tariffa amministrata che (almeno per ora) non include il costo del CV, non è stato pertanto previsto un incremento di costo per il consumatore.

Tabella 2.10 - Previsioni dei costi dello sviluppo delle rinnovabili con CV in Italia. Anni 2004-2015

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2.011	2.012	2.013	2.014	2015
Consumo nazionale (kWh)	300.987	307.007	313.147	319.410	325.798	332.314	338.960	345.739	352.654	359.707	366.901	374.240
Fabbisogno (1) (kWh)	321.974	328.413	334.982	341.681	348.515	355.485	362.595	369.847	377.244	384.789	392.485	400.334
di cui energia CIP6 (kWh)	50.613	49.945	49.394	50.668	45.985	42.916	41.335	37.635	31.323	27.371	23.026	19.457
Obbligo stimato CV (%)	2,00%	2,35%	2,70%	3,05%	3,40%	3,75%	4,10%	4,45%	4,80%	5,15%	5,50%	5,85%
Prezzo CV (c€/kWh)	10	9	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7
Costo totale (M€)	528	589	694	710	720	820	922	1.035	1.162	1.288	1.422	1.560
Costo per kWh consumato (c€/kWh)	0,18	0,19	0,22	0,22	0,22	0,25	0,27	0,30	0,33	0,36	0,39	0,42

(1) Fabbisogno (consumo + perdite)

Da un primo confronto con il sistema vigente in Gran Bretagna, si riscontra, per il nostro meccanismo, un costo finale sul singolo kWh consumato inferiore a quello inglese (Tabella 2.10). Tuttavia il meccanismo inglese dei CV ingloba interamente i costi del precedente sistema di incentivazione mentre, nel nostro caso, i costi per il finanziamento di politiche a sostegno delle rinnovabili si vanno a sommare a quelli del CIP6.

In Tabella 2.11 sono riportati i costi ascrivibili alle due voci di spesa in Italia (CIP6 e CV) e se ne riporta la somma per poter fare il confronto con i costi in Gran Bretagna.

¹⁵ Includere le perdite, che invece in Gran Bretagna sono evidentemente escluse.

Tabella 2.11 - Confronto tra i costi dei meccanismi vigenti in Gran Bretagna e in Italia (c€/kWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Costo CIP6 (solo rinnovabili)	0,29	0,28	0,28	0,36	0,32	0,27	0,21	0,15	0,13	0,13	0,10	0,01
Costo CV	0,16	0,18	0,20	0,21	0,20	0,23	0,25	0,28	0,31	0,33	0,36	0,39
Totale costo Italia	0,46	0,45	0,48	0,56	0,52	0,50	0,46	0,43	0,44	0,46	0,46	0,40
Costo CV UK	0,19	0,22	0,25	0,30	0,36	0,41	0,47	0,50	0,54	0,59	0,63	0,68
Differenza ITA - UK	0,26	0,23	0,23	0,26	0,17	0,09	-0,01	-0,07	-0,10	-0,13	-0,17	-0,27

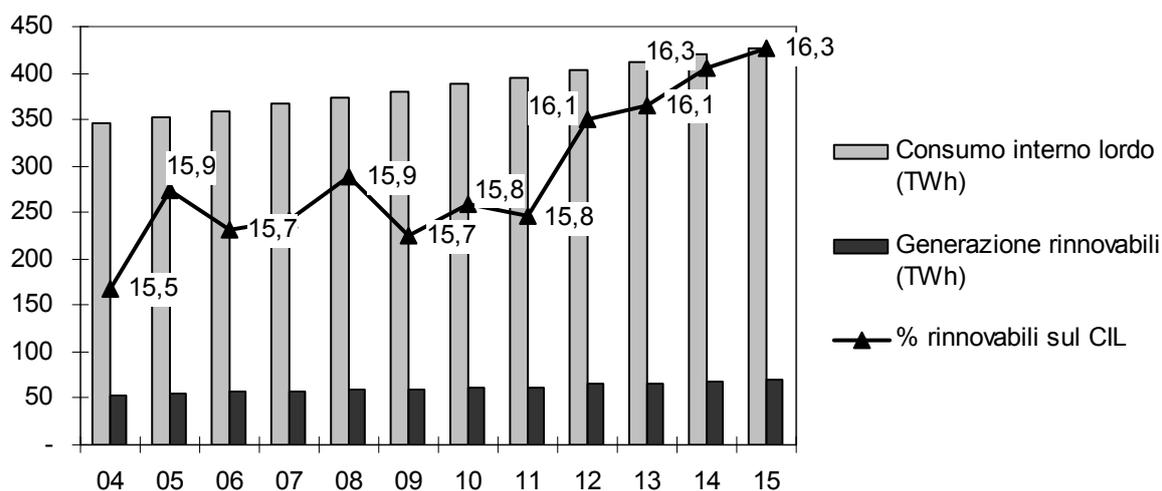
All'interno dei costi sostenuti dal nostro Paese, tuttavia, devono essere inclusi, come si è accennato in precedenza come commento alla Tabella 2.7, gli incentivi indiretti garantiti alle categorie esentate.

Un ulteriore argomento riguarda gli obiettivi che i due sistemi mostrano di perseguire. Il meccanismo inglese, con un costo quasi equivalente a quello italiano, almeno fino al 2010, aspira ad un incremento della generazione rinnovabile nazionale rispetto al consumo interno lordo, pari a quello richiesto dai *target* indicativi della direttiva europea.

L'effetto delle politiche in atto nel nostro Paese sembrano invece mantenere negli anni le quote di energia da fonti rinnovabili sul consumo interno lordo pari, se non inferiori, a quelle del 1997, anno base per il calcolo del *target* europeo fissato per l'Italia al 22 o 25%.

Come si vede in Figura 2.1, i meccanismi attivati nel nostro paese sembrano infatti sufficienti al solo mantenimento delle quote di energia da fonti rinnovabili del 1997, anno base per il calcolo del *target* europeo.

Figura 2.1 - Stima degli effetti delle politiche e misure in atto in relazione al target indicato dalla direttiva 77/2001/CE



(1) Il consumo interno lordo è definito come la somma di produzione lorda e saldo import. È il parametro in base al quale si calcolano i target indicativi della direttiva 77/2001. È importante notare, tuttavia, che in nota alla direttiva stessa l'Italia assumeva un consumo interno lordo di 340 TWh al 2010.

(2) inclusiva della generazione indistinta da rifiuti.

Il meccanismo italiano dei CV appare molto poco proiettato in relazione ad obiettivi di sviluppo di lungo periodo e molto ben ragionato in relazione ad obiettivi di incentivazione immediati non solo e non tanto per il settore delle rinnovabili, ma per una vasta gamma di settori del panorama elettrico, dalla cogenerazione al teleriscaldamento, ai rifiuti, allo smaltimento delle farine animali, nonché, in maniera indiretta, al grande idroelettrico pre-esistente.

L'incremento della quota d'obbligo superiore a quella illustrata nei paragrafi precedenti è una misura spesso evocata al fine di sostenere il prezzo dei CV, o per perseguire degli obiettivi maggiormente allineati a quelli richiesti dall'UE. Tale misura determina sicuramente una maggiore generazione da fonte rinnovabile, ma implica contestualmente un forte innalzamento dei costi sostenuti dai consumatori.

Il meccanismo dei CV, come si è visto, si trascina infatti una serie di costi dovuti al perseguimento di altre finalità di politica energetica (e non solo) non strettamente legate allo sviluppo delle rinnovabili. Quello dei CV in Italia appare oggi un meccanismo bloccato, ovvero un meccanismo a cui manca un obiettivo finale (perché altrimenti non esplicitare la quota d'obbligo nel lungo periodo come avviene in Gran Bretagna?) e che si riscopre essere vincolato da numerose variabili, mai quantificate in prospettiva, e sulle quali diventa necessario intervenire periodicamente con decreti ad hoc a seconda delle priorità contingenti.

2.5 Le novità introdotte con il decreto sul “conto energia”

La regolazione dell'energia verde è stata recentemente completata con l'approvazione di un decreto¹⁶ di incentivazione specifica per il fotovoltaico basato sul principio del conto energia. Con un obiettivo di 300 MW al 2015, il decreto stabilisce modalità e tariffe per i primi 100 MW di impianti realizzati. L'incentivazione prevista si accompagna alla valorizzazione dell'energia elettrica, diversa secondo la taglia d'impianto; in particolare:

- per impianti di potenza inferiore a 20 kW la componente incentivante è fissata a 44,5 c€/kWh, e ad essi sarà abbinata la formule dello “scambio sul posto”;
- per gli impianti di taglia compresa tra 20 kW e 50 kW, la componente incentivante è fissata a 46 c€/kWh;
- per gli impianti di taglia compresa tra 50 kW e 1000 kW, la componente incentivante è fissata a 49 c€/kWh.

Il valore dell'energia elettrica sarà dato dai livelli stabiliti nella delibera 34/05 per la regolazione degli impianti rinnovabili, pari a circa 9,5 c€/kWh per gli impianti di taglia compresa tra 20 e 50 kW e di circa 8,5 c€/kWh per quelli di taglia compresa tra 50 e 1000 kW.

¹⁶ Il Decreto ministeriale 28 luglio 2005, emanato dal Ministero delle Attività Produttive e pubblicato sulla *GU* del 5 agosto 2005, definisce i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici in attuazione del DLgs 387/2003.

Per la categoria d'impianto più grande, alla quale sono stati riservati 40 dei 100 MW incentivati, è stato previsto un meccanismo di aste al ribasso sul livello d'incentivazione per aggiudicarsi un posto in graduatoria, ed una fideiussione di 1500 €/kW per garantire il rispetto dei tempi massimi di entrata in esercizio dell'impianto (30 mesi).

Per tutte le categorie d'impianto è prevista una riduzione del 2% anno sulla tariffa di incentivazione a partire dal 2007.

L'impatto in termini di costi complessivi per il sistema elettrico è stimabile in circa 45-50 M€ anno a completamento dei primi 100 MW di impianti, e a circa 120-130 M€ una volta realizzato l'obiettivo nazionale al 2015.

Le risorse sono recuperate tramite la componente A3 della tariffa elettrica.

Le incentivazioni sul fotovoltaico non sono sommabili a Certificati Verdi o certificati di efficienza energetica, sono inoltre escluse nel caso si sia percepita un'incentivazione in conto capitale superiore al 20% dal precedente programma dei 10.000 tetti fotovoltaici.

Il decreto introduce un buon disegno di conto energia per il fotovoltaico anche se l'incentivazione prevista sembra eccessiva soprattutto per gli impianti di taglia più grande. Infine la soluzione legislativa (tempi certi di realizzazione, pena il decadimento della concessione o perdita della fideiussione) per rispettare la tempistica di installazione non viene accompagnata da provvedimenti normativi che ne facilitino le pratiche.

La Tabella 2.12 presenta uno schema sintetico riassuntivo delle principali caratteristiche del provvedimento.

Tabella 2.12 - Sintesi del meccanismo di incentivazione del fotovoltaico in "conto energia"

Taglia impianto (kW)	Incentivo (c€/kWh)	Valore energia elettrica (c€/kWh)	Note tariffa di incentivazione	Cauzione (€/kW)	Potenza incentivata (MW)	Realizzazione impianto (mesi previsti)	Entrata in esercizio (mesi previsti)
1 - 20	44,5	14	decresce del 2% annuo a partire dal 2007	no	60	12	18
20 - 50	46	9,5	decresce del 2% annuo a partire dal 2007	no		24	30
50 -1000	49	9,5 - 8,5	decresce del 2% annuo a partire dal 2007 (meccanismo d'asta)	1.500	40	24	30

Capitolo 3

Il ruolo delle rinnovabili nelle analisi di scenario

3.1 Premessa

L'obiettivo di questo capitolo è in primo luogo di delineare l'evoluzione *di riferimento* delle diverse fonti energetiche rinnovabili (FER) nel breve, nel medio e nel lungo periodo, a livello europeo ed italiano.

In secondo luogo, si è cercato di fornire una valutazione delle prospettive di sviluppo delle FER nei due sistemi energetici suddetti, a partire da un confronto tra l'evoluzione *di riferimento* e quella auspicata, in modo da valutare la plausibilità delle attese di sfruttamento delle varie fonti.

In particolare, l'evoluzione delle FER nel sistema energetico italiano è stata definita mediante il modello di equilibrio economico Markal-Italia, con il quale si sono costruiti degli scenari di sviluppo del sistema.

I risultati del modello permettono tra le altre cose di ottenere una valutazione degli effetti del nuovo meccanismo di incentivazione delle FER basato sui Certificati Verdi. Inoltre, il modello permette anche di analizzare la competitività delle diverse tecnologie rinnovabili.

3.2 Scenari UE

L'analisi delle prospettive delle fonti rinnovabili a livello europeo, mediante l'esame di alcuni scenari energetici elaborati per l'insieme dell'Unione Europea, è utile sia per valutare la compatibilità del *trend* in atto con le attese e gli auspici condivisi a livello comunitario, cioè per valutare la praticabilità degli obiettivi stabiliti, sia per meglio valutare l'efficacia delle politiche di incentivazione adottate.

Per meglio valutare le prospettive di sfruttamento delle FER delineate negli scenari, è utile ricordare che i paesi dell'Unione Europea hanno attribuito allo sviluppo di tali fonti un ruolo di rilievo per il raggiungimento dell'obiettivo della riduzione delle emissioni prevista dal Protocollo di Kyoto.

Lo sviluppo delle FER assume inoltre un rilievo particolare anche nell'ottica di un rafforzamento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, contribuendo ad incrementare la quota di produzione energetica interna.

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 (e al 22% del consumo totale di energia elettrica), cioè il doppio del valore del 1995. 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).

La direttiva fissa per ogni Stato membro dei valori di riferimento circa gli obiettivi indicativi nazionali, da raggiungere entro il 2010, riguardo al contributo dell'energia elettrica prodotta da FER (rispetto al consumo totale lordo di energia elettrica). Tali obiettivi di sviluppo devono essere coerenti con il raggiungimento a livello UE, al 2010, di una quota della produzione totale di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili pari al 22% (rispetto a circa il 16% attuale). La normativa di supporto adottata dagli Stati membri sembra avere contribuito a un incremento della quota di generazione delle fonti rinnovabili, anche se a un livello non ancora sufficiente al soddisfacimento degli obiettivi.

Per raggiungere questi obiettivi sono stati individuati strumenti di *policy* diversi. Da un lato, vi sono i 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, generalmente differenziato per tecnologia, caratteristica questa di notevole importanza per l'incentivazione di tecnologie che hanno raggiunto gradi diversi di maturità. Da un altro 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. 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 Europea¹.

3.2.1 Il ruolo delle rinnovabili nel sistema energetico

Nella Tabella 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 nei World Energy Outlook elaborati dall'Agenzia Internazionale dell'Energia, nel 2002 e nel 2004. Tali valori sono poi messi a confronto con lo scenario alternativo del World Energy Outlook 2004, con gli obiettivi individuati dal Libro Bianco del 1997² 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. 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.

Anche nello scenario alternativo (che a differenza dello scenario di riferimento tiene conto degli effetti di misure non ancora approvate a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili e della cogenerazione), la quota di energia prodotta dalle FER non raggiunge (al 2010) né l'obiettivo fissato dalla direttiva 2001/77, né quello stabilito dal Libro Bianco.

La produzione di energia da FER, seppur lontana dagli obiettivi stabiliti dall'Unione Europea, presenta comunque negli scenari analizzati una crescita piuttosto significativa in termini assoluti, che continua la tendenza registrata negli ultimi anni.

¹ Oltre a ciò, la teoria sottolinea che il pregio del sistema dei Certificati Verdi sta negli incentivi che esso 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 comunque 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.

² 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.

Tabella 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)
1990	1322	60	4,5	22	35	2	0
2000	1460	88	6	27	54	3	3
2010 - Libro Bianco	1583	182	11,5	31	135	5	11
2010 - Direttiva			12				
<i>IEA WEO (2002) Scenario di riferimento</i>							
2010	1627	116	7,2	28	76	4	9
2020	1730	150	8,7	30		120	
2030	1811	188	10,4	31		157	
<i>IEA WEO (2004) Scenario di riferimento</i>							
2010	1848	135	7,3	30	84		21
2020	1976	185	9,4	31	115		39
2030	2048	240	11,7	33	147		57
<i>IEA WEO (2004) Scenario alternativo</i>							
2010*	1786	164	9,2	29	109		27
2020	1881	229	12,2	31	152		46
2030	1872	330	17,6	33	189		68

* elaborazioni ENEA

Il confronto tra lo scenario IEA del 2002 e quello di riferimento elaborato nel 2004 evidenzia un dato di rilievo: per tutte le fonti rinnovabili (con la parziale eccezione della fonte idrica, ormai quasi completamente sfruttata) le ultime proiezioni sono decisamente più elevate rispetto a quelle meno recenti, con ciò indicando un miglioramento delle prospettive di crescita rispetto alle aspettative del 2002. Come già evidenziato, la crescita della produzione di energia da FER risulta invece modesta se valutata in termini di peso percentuale sul totale dei consumi energetici comunitari. In particolare, il peso delle FER non sembra tendere a valori di rilievo neppure nel lungo periodo: nello scenario alternativo l'obiettivo fissato per il 2010 sarebbe raggiunto nel 2020, mentre nello scenario di riferimento resterebbe molto lontano perfino nel 2030.

Altre indicazioni interessanti vengono poi dal confronto delle tendenze suddette con gli obiettivi specifici per ogni fonte fissati nel Libro Bianco, corrispondenti all'obiettivo generale del 12%. Da questo confronto emerge come la ragione fondamentale della distanza rispetto all'obiettivo 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 supera, invece, quella auspicata nel Libro Bianco (almeno nello scenario più recente), soprattutto grazie al rapido sviluppo della fonte eolica.

3.2.2 Il ruolo delle rinnovabili nel sistema elettrico

Come menzionato in precedenza, la direttiva 2001/77/CE istituisce anche obiettivi a livello nazionale di sviluppo delle FER, misurati come percentuale sul consumo interno lordo di energia elettrica. La Tabella 3.2 riporta i dati relativi alla generazione elettrica da FER nei due scenari di riferimento, citati nel paragrafo precedente e nel Libro Bianco del 1997 (oltre all'obiettivo fissato dalla direttiva 2001/77).

Tabella 3.2 - Ruolo delle FER 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)	Idrica (TWh)	Biomassa (TWh)	Geotermica (TWh)	Eolica (TWh)	Solare (TWh)
1990	2142	13	279	260	14	3	1	0
2000	2572	15,3	394	319	46	5	23	1
2010-Libro Bianco	2870	23,5	675	355	230	7	80	3
2010-direttiva		22,1						
<i>IEA WEO 2002 Scenario di riferimento</i>								
2010	3063	16,4	503	328	83	5	85	2
2020	3511	18,3	643	343	134	6	151	9
2030	3834	20	768	360	190	6	189	23
<i>IEA WEO 2004 Scenario di riferimento</i>								
2010	3417	18,3	626	347	104		175	
2020	3894	22,9	890	366	153		371	
2030	4272	26,2	1118	382	194		542	

* elaborazioni ENEA

La Tabella 3.2 mostra che l'evoluzione del ruolo delle FER nel settore elettrico è simile a quella evidenziata per l'intero sistema energetico. Per la produzione di energia elettrica da FER è infatti prevista una crescita significativa in termini assoluti, mentre il peso percentuale delle FER sui consumi elettrici comunitari cresce moderatamente nello scenario più recente e in misura ancora minore nello scenario meno recente.

Di nuovo, un elemento di rilievo emerge dal confronto tra lo scenario del 2002 e quello del 2004, che propone un'interessante riflessione: le proiezioni più recenti sembrano essere state riviste al rialzo rispetto a quelle di pochi anni fa, con ciò indicando un'accelerazione della crescita e un miglioramento delle aspettative di sviluppo 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 comunque molto lontano, al punto che tale quota viene raggiunta solamente nel 2020.

Anche l'analisi per fonte conferma il quadro generale che caratterizza l'intero bilancio energetico comunitario. La lenta evoluzione della produzione di energia elettrica da biomasse è la ragione fondamentale della marcata distanza tra le proiezioni IEA e le potenzialità stimate dal Libro Bianco del 1997. Nello scenario elaborato nel 2002 la produzione di energia elettrica da biomassa nel 2010 è pari al 36% della potenzialità stimata nel Libro Bianco.

Se si considera invece lo scenario del 2004, tale percentuale sale lievemente al 45%, presentando comunque una crescita molto inferiore alle attese.

La produzione idroelettrica rimane leggermente sotto al potenziale di sfruttamento indicato nel Libro Bianco secondo le proiezioni al 2010 del WEO 2002 e 2004. Le altre fonti rinnovabili (geotermica, eolica e fotovoltaica) presentano nello scenario 2002 un contributo comparabile a quello indicato nel Libro Bianco: più in particolare, si prevede una crescita superiore alle indicazioni della Commissione Europea per la produzione eolica, mentre per la produzione fotovoltaica e geotermica è prevista una crescita lievemente inferiore.

La crescita della produzione geotermica, eolica e fotovoltaica diviene invece particolarmente considerevole nello scenario elaborato nel 2004. Le tre fonti, nel complesso, raggiungono un livello di produzione quasi doppio rispetto agli obiettivi del Libro Bianco. Tale incremento non è tuttavia sufficiente a compensare il deludente *trend* di crescita della produzione da biomasse.

3.3 Uno scenario per l'Italia

Le prospettive di sfruttamento delle diverse fonti rinnovabili in Italia possono essere analizzate a partire da alcuni risultati ottenuti dall'ENEA (in collaborazione con l'APAT³) mediante il modello Markal-Italia⁴. Il modello è stato utilizzato per costruire uno scenario tendenziale del sistema energetico italiano, con un'attenzione particolare alle novità più recenti che hanno riguardato il settore elettrico e le fonti rinnovabili.

L'analisi dei risultati dello scenario permette non solo una valutazione delle prospettive di sviluppo delle FER in Italia, ma anche una valutazione degli effetti delle politiche di incentivazione adottate, che in questi anni hanno subito profonde innovazioni.

Negli anni 90, infatti, 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 transizione dal vecchio al nuovo regime è iniziata nel 1999 ed è ancora lontana dall'essere conclusa, in quanto stanno ancora entrando in funzione impianti beneficiari del regime CIP/6 (per cui potranno usufruire dell'incentivo anche dopo 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 euro⁵). 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.

³ Una descrizione completa dei diversi scenari è contenuta nel volume ENEA (2004) *Scenari energetici italiani. Valutazione di misure di politica energetica*, che può essere richiesto sul sito www.enea.it. In questo capitolo sono presentati alcuni risultati (ancora preliminari) derivanti dall'aggiornamento dello scenario tendenziale contenuto nel volume suddetto, relativi in particolare al settore elettrico.

⁴ Il modello Markal è un modello di equilibrio economico, caratterizzato da una descrizione molto dettagliata delle tecnologie del sistema energetico, che proietta l'evoluzione del sistema nel tempo mediante la soluzione di un problema di programmazione matematica.

⁵ Per una valutazione si veda Lorenzoni A., "The Italian Green Certificates Market", *Energy policy*, 31, 2003.

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) è per ora fissato al 3% (che sarà raggiunto nel 2006 dopo tre aumenti progressivi della quota), 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.

3.3.1 Descrizione dello scenario e obiettivi della simulazione

L'analisi di scenario circa l'evoluzione delle fonti energetiche rinnovabili si pone un duplice obiettivo: da un lato, quello di valutare la compatibilità delle tendenze in atto con le attese e gli auspici condivisi a livello comunitario; dall'altro, quello di valutare l'efficacia dei provvedimenti di politica energetica e ambientale volti allo sviluppo delle FER, tra cui in particolare il relativamente nuovo meccanismo di incentivazione basato sui Certificati Verdi.

In primo luogo, i risultati dello scenario tendenziale permettono di analizzare le attuali realistiche prospettive delle FER in Italia, alla luce delle tendenze in atto e della legislazione vigente. Per valutare la compatibilità dell'evoluzione delle FER nello scenario tendenziale con le loro potenzialità e con le aspettative espresse dal legislatore, i risultati dello scenario sono confrontati con gli obiettivi fissati per ogni FER dal Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (del 1999). Lo specifico strumento di analisi adottato (il modello Markal) permette inoltre di valutare il grado di competitività delle diverse fonti rinnovabili e di analizzare come esso cambi in conseguenza delle citate politiche di promozione.

In secondo luogo, i risultati dello scenario forniscono alcune indicazioni circa l'efficacia delle misure di *policy* nell'avvicinare lo sviluppo delle diverse FER alle loro potenzialità, con particolare riferimento alle più recenti modifiche dei meccanismi di incentivazione.

Per quello che riguarda le politiche di promozione delle FER, lo scenario tendenziale qui presentato ha l'obiettivo di analizzare gli effetti sul sistema elettrico (nel breve, nel medio e nel lungo periodo) della modesta elevazione della quota d'obbligo per i Certificati Verdi prevista nella legislazione vigente (dal 2% del 2004 al 3,05% del 2007). Rispetto al precedente scenario tendenziale ENEA-APAT⁶, lo scenario contiene un aggiornamento di alcuni dati relativi al settore elettrico, con particolare riferimento alla situazione delle fonti rinnovabili:

- in primo luogo, sono stati aggiornati, in base alle ultime informazioni disponibili, i dati relativi alla produzione da FER incentivata mediante il meccanismo CIP6/92. Ciò ha determinato sia una leggera correzione della produzione attuale sia una revisione delle stime relative alla producibilità futura, per la quale si è ipotizzato il raggiungimento del valore massimo di circa 10 TWh nel 2006;
- l'aggiornamento suddetto ha portato poi ad aggiornare i livelli degli incentivi garantiti alle diverse fonti rinnovabili sia dal sistema CIP6 sia dai Certificati Verdi. Per rappresentare il passaggio dal vecchio al nuovo regime di incentivazione (come già sottolineato, la fase transizione durerà ancora per quasi un decennio), fino al 2012 sono stati utilizzati sussidi differenziati per le diverse fonti rinnovabili, tenendo conto per ogni fonte del rapporto tra

⁶ Contenuto nel volume *Scenari energetici italiani*, 2004, cit.

incentivi mediante CIP6 e mediante CV. Tali sussidi sono poi stati progressivamente uniformati, facendoli gradualmente convergere al valore del Certificato Verde. L'unica eccezione a questo schema è rappresentata dal fotovoltaico, il cui sussidio è stato mantenuto costantemente più elevato rispetto a quello delle altre fonti, considerando le altre forme di incentivazione previste per questa tecnologia;

- infine, sono state riviste alcune ipotesi relative alle esenzioni dall'obbligo dei Certificati Verdi, determinanti per il calcolo dell'effettivo vincolo imposto alla produzione di energia rinnovabile: in particolare, si è ipotizzato che la quantità di energia elettrica importata certificata come rinnovabile, dunque esente dall'obbligo, sia pari a circa la metà del totale; inoltre, si è ipotizzato che a partire dal 2012, quando i primi impianti aventi diritto all'emissione a loro favore del Certificato Verde cominciano a perdere tale diritto, sia riconosciuto il diritto al Certificato Verde per una parte degli impianti sottoposti a rifacimento.

Altre ipotesi di rilievo, già considerate nella precedente versione dello scenario, riguardano l'esenzione dall'obbligo per tutti gli impianti rinnovabili esistenti (tra i quali in primo luogo il grande idroelettrico), per gli impianti di cogenerazione (indipendentemente dal combustibile utilizzato) e (nel lungo periodo) per alcune tecnologie che utilizzano fonti fossili ma che sono fortemente innovative e relativamente favorevoli dal punto di vista ambientale, come la gassificazione del carbone. La domanda di Certificati Verdi che deriva dalle ipotesi suddette, calcolata sottraendo al totale dell'energia elettrica prodotta da fonti fossili le diverse tipologie di energia esente dall'obbligo, è riportata nella Tabella 3.3.

Tabella 3.3 - Elettricità soggetta all'obbligo e domanda di Certificati Verdi (TWh/anno)

	2004	2008	2012	2016	2020
Produzione netta fossile totale	225,8	250,9	273,7	288,3	308,1
Produzione soggetta all'obbligo	197,6	217,5	230	230,5	228,4
Domanda di certificati verdi	3,95	6,63	7,01	7,03	6,97

Riguardo alle potenzialità di sviluppo delle diverse fonti rinnovabili, che nella costruzione degli scenari hanno il ruolo fondamentale di rappresentare il limite superiore allo sviluppo delle diverse tecnologie, si è ricorso alle valutazioni del Libro Bianco del 1999 (vedi riquadro nella pagina seguente). In quest'ultimo veniva valutato il potenziale di sfruttamento di ogni fonte rinnovabile, sulla base sia dello stato dell'arte delle tecnologie che delle caratteristiche morfologiche del territorio italiano.

Per gli anni successivi al 2010, orizzonte temporale analizzato dal Libro Bianco, i limiti suddetti sono stati definiti ipotizzando per eolico e biomasse una crescita del potenziale lineare ma piuttosto prudente, mentre per idroelettrico e geotermia si è assunto che ai prezzi attuali il potenziale di sfruttamento sia già oggi molto vicino al limite delle risorse.

Il limite superiore di sfruttamento per ciascuna fonte rinnovabile è riportato nella Tabella 3.4 (per il fotovoltaico il limite utilizzato risulta puramente indicativo, dopo il 2020 si è scelto di non imporre vincoli superiori alla potenzialità di crescita della tecnologia).

Tabella 3.4 - Potenziale massimo di sfruttamento per ogni FER (GW installati)

	2012	2020	2028	2036
Impianti a biomassa/rifiuti	6,5	10,0	12,0	12,0
Impianti eolici (on-shore e off-shore)	3,5	5,5	7,5	9,5
Grande idroelettrico	14,5	15,0	15,0	15,0
Mini idroelettrico	3,0	3,0	3,0	3,0
Geotermoelettrico	0,9	1,1	1,1	1,1
Fotovoltaico	1,0	4,0	-	-

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. Il potenziale di sfruttamento per ogni FER viene valutato sia sulla base dello stato dell'arte delle tecnologie che delle caratteristiche morfologiche del territorio italiano.

Complessivamente, il Libro Bianco ritiene 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 che 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 quest'ultima sia considerata 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*.

3.3.2 Principali risultati della simulazione

Il primo dato di rilievo che emerge dallo scenario tendenziale è che l'evoluzione del consumo di energia da FER risulta ben al di sotto delle potenzialità stimate dal Libro Bianco (Tabella 3.5). Il nuovo sistema di promozione delle FER è infatti in grado di far crescere la produzione di energia elettrica da FER, anche grazie alla sia pur limitata elevazione dell'obbligo.

Tabella 3.5 - Il ruolo delle FER nel settore elettrico italiano: secondo il Libro Bianco, la direttiva 2001/77/CE e lo scenario tendenziale ENEA-APAT

	elettricità sulla rete (TWh)	totale FER (TWh)	perc. FER %	grande idro (TWh)	mini idro (TWh)	biomassa biogas (TWh)	geot. (TWh)	eolico (TWh)	FV (TWh)
1990	235,1	35	14,9	25,7	5,9	0,2	3,2	0	0
2000	276,3	51,4	18,6	36,1	8,1	1,9	4,7	0,6	0
<i>Libro Bianco:</i>									
2010		76,1		36	11,1	17,8	5,9	5	0,3
<i>Direttiva 2001/77/CE:</i>									
2010	340	74,8	22						
<i>Scenario Tendenziale ENEA-APAT:</i>									
2004	324,0	56,5	17,4	35,4	7,7	6,0	5,3	2,1	0
2012	375,8	66,7	17,8	36,8	7,7	9,7	6,8	5,8	0
2020	418,8	74,2	17,7	37,5	7,7	12,4	7,9	8,8	0
2028	446,7	74,5	16,7	37,1	6,1	12,4	8,3	10,6	0
2036	461,5	76,7	16,6	36,1	4,6	11,5	8,3	12,2	4,0

Ma sia le potenzialità stimate dal Libro Bianco sia i livelli auspicati dalla direttiva europea 2001/77/CE⁷ restano lontani.

In termini di produzione assoluta, l'energia elettrica da FER raggiunge i 70 TWh solo dopo il 2012. La produzione di energia da FER risulta, infatti, in crescita per tutto l'orizzonte temporale dello scenario, ma la crescita è significativa solo fino al 2020, dopodiché si ha piuttosto una sostanziale stabilizzazione. L'incremento (sempre misurato in termini assoluti) è quindi decisamente inferiore a quello registrato tra il 1990 e il 2000.

In termini relativi, l'incremento della quota di energia elettrica da rinnovabili rispetto ai consumi di energia elettrica è molto modesto nel breve periodo, dopodiché tende dapprima a stabilizzarsi e poi a divenire leggermente negativo nel lungo periodo, fino a valori inferiori a quelli attuali. Già a partire dal 2020 si assiste dunque ad una riduzione del peso percentuale delle FER sul totale dei consumi energetici.

Un altro dato significativo che emerge dai dati viene dal confronto tra lo sviluppo delle FER nello scenario tendenziale italiano e lo sviluppo delle FER previsto in ambito europeo (descritto nel paragrafo precedente). A livello europeo, lo sviluppo delle rinnovabili sembra in accelerazione, e sebbene sembri difficile raggiungere gli obiettivi nei tempi previsti (cioè entro il 2010), è probabile che, sia pure con un certo ritardo (prima della fine del prossimo decennio), essi saranno raggiunti.

⁷ L'obiettivo dichiarato dall'Italia consiste in una percentuale di energia elettrica da FER pari al 25%. In una nota dell'allegato alla direttiva (in cui sono contenuti i valori di riferimento per la fissazione degli obiettivi indicativi nazionali relativi all'elettricità prodotta da FER) si precisa però che "l'Italia dichiara che il 22% potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh. Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, l'Italia muove dall'ipotesi che la produzione interna lorda di elettricità a partire a fonti energetiche rinnovabili rappresenterà nel 2010 fino a 76 TWh, cifra che comprende anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali utilizzati in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti. Al riguardo si rilevi che la capacità di conseguire l'obiettivo indicativo enunciato nell'allegato dipende, tra l'altro, dal livello effettivo della domanda interna di energia elettrica nel 2010".

A livello italiano, invece, le rinnovabili sono previste svilupparsi a velocità più ridotta che in passato e, dato ancor più rilevante, gli obiettivi fissati dai decisori restano molto lontani anche nel lungo periodo.

Spostando l'attenzione sulle singole fonti, spicca innanzitutto il fortissimo incremento della fonte eolica (*on-shore*), che insieme alla geotermica (il cui potenziale residuo di sfruttamento è però limitato) è la prima ad essere sfruttata, tanto che in meno di dieci anni arriva a triplicare il suo apporto, mentre nel più lungo periodo tende ad avvicinarsi al limite della disponibilità dei siti. Dai dati della Tabella 3.5 si deduce poi come la tecnologia *marginale* sia l'aggregato biomassa/biogas/rifiuti solidi urbani, che è l'altra fonte che aumenta per soddisfare la maggiore domanda di Certificati Verdi nel primo decennio, mentre nel lungo periodo tende a stabilizzarsi.

Non sembra invece destinato a svilupparsi il mini-idro.

Infine, è interessante notare come nel lunghissimo periodo (dopo il 2030) raggiunga finalmente la competitività il solare fotovoltaico.

3.3.3 Confronto tra lo scenario tendenziale e il Libro Bianco

L'evoluzione delle FER nello scenario tendenziale può essere valutata analizzando i risultati dello scenario sia alla luce dell'evoluzione recente che prendendo a riferimento il *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, particolarmente utile in quanto in esso sono definite le potenzialità di sfruttamento di ogni FER (e fissati degli obiettivi).

Dal confronto fra le tendenze suddette e le valutazioni del Libro Bianco emerge in primo luogo come il consumo di energia rinnovabile sia nell'evoluzione tendenziale ampiamente inferiore a quanto considerato possibile dal Libro Bianco.

Se si considerano poi gli obiettivi specifici fissati nel Libro Bianco per ogni fonte rinnovabile, la biomassa risulta essere la fonte che sembra avere i maggiori problemi a svilupparsi secondo le potenzialità. Sembra critico, in particolare, l'uso della biomassa nella generazione elettrica, soprattutto a causa della difficoltà nell'approvvigionamento della materia prima.

Almeno fino al 2010 la crescita del contributo delle altre fonti non è invece lontana da quella auspicata nel Libro Bianco. In particolare, è pienamente in linea con le attese lo sfruttamento dell'energia eolica, che è la fonte che presenta il tasso di crescita più elevato. Allo stesso modo, risulta perfino superiore alle attese la crescita della generazione geotermoelettrica, che non ha però molti margini per una crescita ulteriore.

Risulta invece inferiore alle potenzialità l'evoluzione del mini-idro e soprattutto quella del fotovoltaico, il cui contributo è comunque molto limitato anche nel Libro Bianco.

3.3.4 Competitività delle diverse fonti rinnovabili

In aggiunta alle indicazioni relative all'espansione o alla riduzione della capacità e del livello di attività delle tecnologie, l'analisi dei risultati prodotti dal modello Markal fornisce informazioni molto rilevanti circa le conseguenze economiche derivanti da variazioni nell'utilizzo delle risorse e delle tecnologie, permettendo in particolare di identificare le

tecnologie più convenienti dal punto di vista economico, a partire dai costi ridotti delle tecnologie⁸.

La modellizzazione degli scenari di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è infatti utilizzata anche per trarre indicazioni circa la competitività delle diverse tecnologie di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Lo scenario impone infatti una crescita della generazione elettrica da FER (corrispondente alla domanda di Certificati Verdi), senza imporre vincoli inferiori alle singole tecnologie (cioè senza imporre un livello minimo di attività alle diverse tecnologie), ma imponendo invece vincoli superiori dettati dalla disponibilità fisica della risorsa utilizzata (acqua, vento, vapore sotterraneo ecc.).

L'analisi dei costi ridotti delle diverse tecnologie permette dunque di ricavare indicazioni interessanti circa la competitività delle diverse tecnologie di generazione elettrica da FER, pur con le cautele dovute ad una riproduzione inevitabilmente semplificata del mercato elettrico:

- il geotermoelettrico risulta l'opzione più conveniente e marcia comunque al massimo della capacità ritenuta fattibile in Italia, tanto da presentare costi ridotti negativi in tutti i periodi dello scenario;
- l'eolico risulta la seconda tecnologia più competitiva e anche il suo sviluppo è sempre vincolato dalla limitata disponibilità dei siti;
- di particolare interesse è il risultato relativo alla produzione da biomasse/rifiuti solidi pretrattati. Il costo ridotto della tecnologia di generazione è sempre nullo, ma solo perché risulta molto *stringente* il vincolo relativo alla disponibilità della risorsa combustibili da rifiuti, la cui tecnologia di produzione presenta invece costi ridotti sempre molto elevati in valore assoluto. La generazione di energia elettrica da CDR sembra dunque economicamente vantaggiosa, anche grazie al costo molto basso del combustibile (pari al costo di pre-trattamento e trasporto in centrale) ma rischia di trovare una seria *strozzatura* nella limitata disponibilità di combustibile. Un'accelerazione nello sfruttamento delle FER in Italia deve probabilmente passare per un'intensificazione dello sfruttamento delle biomasse, che richiede però, a monte, una gestione più efficiente del ciclo dei rifiuti;
- il mini idro non risulta competitivo in nessun periodo dello scenario tendenziale, mentre verrebbe sfruttato solo laddove fosse necessario soddisfare una crescente domanda di Certificati Verdi, nel qual caso le altre tecnologie rinnovabili risulterebbero sfruttate fino al massimo potenziale;
- il fotovoltaico (distribuito e centralizzato) risulta essere la tecnologia meno competitiva, almeno nel medio periodo, ma è interessante notare come essa divenga competitiva dopo il 2030, quando la riduzione del costo ipotizzata nel modello raggiunge livelli paragonabili a quelli delle altre tecnologie. Questa tecnologia è evidentemente penalizzata dal meccanismo dei Certificati Verdi, che incentiva nella stessa misura tutte le diverse tecnologie rinnovabili (sebbene disponga di sussidi aggiuntivi): il passaggio da un meccanismo di sussidi

⁸ Poiché il modello è costruito come un problema di programmazione matematica, la soluzione del *problema duale* fornisce i prezzi ombra delle risorse ed i costi ridotti delle tecnologie. In particolare, i *costi ridotti* rappresentano in modo sintetico la distanza dal livello di marginalità, tenuto conto delle condizioni di mercato e della disponibilità della tecnologia.

differenziati per tecnologia ad un sistema *di mercato* tende infatti inevitabilmente a premiare le tecnologie più competitive, mentre gli effetti su tecnologie meno mature ma potenzialmente promettenti sono possibili solo se il vincolo alla produzione da FER è molto *stringente* e non è possibile sfruttare le altre (più convenienti) tecnologie rinnovabili (perché ogni tecnologia riceve un impulso effettivo solo laddove la tecnologia immediatamente più competitiva raggiunga il suo massimo potenziale).

In definitiva, come sottolineato da parte della letteratura, il rischio fondamentale di un sistema basato sui Certificati Verdi riguarda la correttezza di una competizione tra tecnologie che hanno raggiunto livelli di sviluppo diversi, in quanto tende a penalizzare gli investimenti nelle tecnologie ancora non sufficientemente sviluppate, sebbene molto promettenti in prospettiva (Meyer, 2003, Menanteau et al., 2002).

3.4 Riferimenti bibliografici e fonti

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.

Contaldi M., Graceveva F., *Scenari energetici italiani. Valutazione di misure di politica energetica*, 2004.

ENEA, *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, 1999.

Energy Policy, special issue *Trade based greening in European electricity markets*, vol. 31, 7, June 2003.

EU Directive, *Directive 2001/77/EC of the European parliament and the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*, 2001.

Lorenzoni A., “The Italian Green Certificates Market”, *Energy policy*, 31, 2003.

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.

Meyer N.I., “European schemes for promoting renewables in liberalised markets”, *Energy Policy*, vol. 31, 7, giugno 2003.

Morthorst P.E., “Preface. Green Certificates and emission trading”, *Energy Policy*, vol. 31, 7, June 2003, special issue *Trade based greening in European electricity markets*.

Capitolo 4

Esternalità ambientali e cicli energetici

4.1 Premessa

Uno dei problemi fondamentali che ci si trova di fronte in una valutazione comparativa delle fonti energetiche è riassumibile in questo modo: posto che l'uso delle differenti fonti comporta impatti molto differenti sull'ambiente (inteso in senso ampio: salute umana, ecosistemi, paesaggio, e così via), in quale misura si *deve* e si *può* tener conto di tali impatti nella definizione di una scala di preferibilità tra le fonti e, in termini più ampi, della politica energetica? Come attribuire uno specifico valore economico a una maggiore preservazione ambientale? Sulla base di queste domande, la problematica delle esternalità costituisce un aspetto essenziale nell'analisi valutativa delle fonti rinnovabili in un'ottica di integrazione tra l'aspetto economico e quello ambientale.

Le esternalità – specialmente nel campo della produzione energetica – possono risultare infatti determinanti al fine di ottenere nelle necessarie scelte strategiche di breve e lungo periodo un equilibrio tra efficienza economica e compatibilità ambientale.

4.2 Esternalità: concetto teorico e quadro d'insieme

Dal punto di vista teorico e in termini generali le esternalità possono essere definite come gli effetti (vantaggiosi o svantaggiosi) che, pur palesemente provocati da un'attività di produzione e/o di consumo su altre attività di produzione e/o di consumo o sul benessere sociale, non si riflettono nei prezzi pagati o ricevuti.

In particolare, come afferma Pearce, “*an externality exists if two conditions are met. First, some negative (or positive) impact is generated by an economic activity and imposed on third parties. Second, that impact must not be priced in the market place, i.e. if the effect is negative, no compensation is paid by the generator of the externality to the sufferer. If the effect is positive, the generator of the externality must not appropriate the gains to the third party, e.g. via some price that is charged*”¹.

La mancanza di obblighi di risarcimento per i danni apportati o di pagamento per i vantaggi ricevuti è semplicemente dovuta a una carenza nella definizione esistente dei diritti di proprietà, tanto che, secondo il noto teorema di Coase², la semplice attribuzione di tali diritti ad una qualsiasi delle parti coinvolte – non importa quale – renderebbe perfettamente inutile ogni altro possibile intervento correttivo da parte del *policy maker*.

Nel caso particolare del settore energetico le esternalità assumono, di norma, tipicamente la forma di *danni* di qualsiasi tipo – nella duplice forma di *danni apportati* o *danni evitati* – connessi direttamente o indirettamente alla produzione di energia dalle varie fonti.

¹ *Externalities and Energy Policy: the Life Cycle Analysis Approach*, p.23.

² R. M. Coase, “The problem of social cost”, in *Journal of Law and Economics*, ottobre 1960, pp. 1-44. Si tratta ovviamente di una soluzione efficiente solo in teoria, specie in quanto la definizione e il rispetto dei diritti comporterebbe costi di transazione che aumentano in modo esponenziale all'aumentare dei soggetti coinvolti, e questo è proprio il caso delle esternalità ambientali che interessano grandi numeri.

Per *danni* vanno intesi congiuntamente due tipi di effetti: in primo luogo l'impatto fisico dell'inquinamento (di tipo sanitario, chimico, biologico ecc.), in secondo luogo la reazione umana all'impatto fisico in termini di perdita di benessere³. Qualora queste esternalità negative, previamente individuate e quindi tradotte in termini monetari, fossero aggiunte a quelli considerati normalmente come costi *effettivi*, potrebbero sensibilmente modificare la scala di preferibilità delle varie fonti energetiche e le conseguenti scelte di investimento.

In chiave economica il problema di fondo del rapporto tra produzione (in questo caso di energia) e ambiente diviene allora non tanto quello di ridurre o eliminare l'inquinamento, giacché questo è intrinsecamente connesso a qualsiasi processo produttivo, bensì di limitarlo ad un livello *efficiente*, laddove con tale espressione intendiamo un grado di inquinamento complessivo al di sopra del quale l'impatto dannoso che ne deriva, espresso in termini monetari, si mantiene superiore al costo che occorrerebbe sostenere per ridurlo ulteriormente; e al di sotto del quale accade esattamente l'inverso (impatto inferiore al costo).

L'inquinamento *efficiente* è pertanto quello in corrispondenza del quale si eguagliano il danno (monetario) marginale e il costo marginale.

Questo concetto di efficienza economico-ambientale, per quanto banale, costituisce in realtà esattamente lo scoglio su cui normalmente si infrangono le analisi di preferibilità delle fonti rinnovabili rispetto a quelle convenzionali. In genere, infatti, si tende a considerare esclusivamente i costi ma non i benefici marginali di una sostituzione delle prime alle seconde⁴; inoltre è tutt'altro che scontato il tentativo di identificare un livello efficiente di inquinamento, che spesso si decide semplicemente di limitare al livello di standard collegati a criteri non economici (ad esempio sanitari) da perseguire con strumenti economici quali tasse e permessi.

L'uso di questi strumenti può contribuire ad ottenere nel modo più efficiente il *conseguimento* dello standard ferma restando, però, la probabile inefficienza intrinseca di quest'ultimo.

Tuttavia, anche nel caso in cui invece si rinunci alla fissazione discrezionale di uno standard e si accetti l'obiettivo dell'efficienza economico-ambientale cercando di individuare un livello di "inquinamento ottimo" sorge immediatamente la necessità di conoscere costi e benefici potenziali: queste informazioni sono contenute rispettivamente in funzioni dei costi ambientali (esterni), e in funzioni di profitto (costi interni, ricavi) e/o dei costi di abbattimento relativi ai soggetti produttivi.

³ Nella perdita di benessere vanno ricomprese tutte le conseguenze dei danni fisici sulla qualità della vita. Ad esempio un danno al paesaggio potrebbe essere pressoché nullo nella sua componente strettamente fisica rispetto a quello provocato con la preclusione di attività ludiche fondate sulla bellezza e sulla preservazione del paesaggio stesso. Ancora: un danno alla salute può comportare sia un riscontro fisico (l'insorgenza di una patologia), sia un effetto in termini di perdita di benessere psicologico (ansia, preoccupazione, deterioramento dell'umore e delle relazioni sociali).

⁴ Una riduzione dell'inquinamento grazie al ricorso alle FER, infatti, contempla quale costo marginale sia quello di sostituzione vera e propria, sia il differenziale che sussiste tra FER e fonti convenzionali nei costi interni unitari di esercizio (questo aspetto non può prescindere dal il monitoraggio continuo dell'evoluzione tecnologica a cui sono particolarmente sottoposte le fonti rinnovabili). Di contro il beneficio marginale è dato proprio dalle conseguenze positive del minor inquinamento.

4.3 La problematica della valutazione economica delle esternalità

Il problema su cui concentreremo l'attenzione è essenzialmente la valutazione monetaria delle esternalità, in quanto rappresenta il nodo cruciale ai fini di ogni analisi comparativa tra differenti fonti energetiche. Per ottenere una valutazione economica delle esternalità (positive o negative che siano) occorre ricondurle nell'alveo degli stessi criteri di valutazione che il mercato normalmente adopera per la valutazione dei beni.

4.3.1 Concetti di valore dell'ambiente: il "valore d'uso"

Per poter attribuire un *valore* alla tutela dell'ambiente occorre innanzitutto specificare tutte le possibili forme in cui questa può articolarsi.

Le tipologie di *valore* attribuibili alla preservazione ambientale possono essere schematizzate come segue:

- 1) valore d'uso
 - a) diretto
 - b) indiretto
 - b.1) valore d'opzione
 - b.2) valore di quasi-opzione
- 2) valore di esistenza.

Il valore d'uso diretto

Nel *valore d'uso diretto* va ricompreso tutto ciò che contribuisce in qualche modo a mantenere *direttamente* un certo standard di qualità della vita in senso ampio nonché tutte le attività che possono conseguire (a rilevanza economica o meno: turistiche, ludiche, sportive). Questo tipo di *valore d'uso* rappresenta in un certo senso il cuore del concetto di esternalità positiva. Ad esempio: i benefici alla salute arrecati a una collettività dal minor inquinamento atmosferico indotto da una fonte rispetto a un'altra rientrano esattamente nel valore d'uso dell'ambiente; così come quelli derivanti dalla possibilità che l'uso di una fonte – sempre rispetto a un'altra – consenta o meno di mantenere un afflusso turistico basato sulla salubrità e/o bellezza del luogo, e/o sulla genuinità dei prodotti agricoli, afflusso sarebbe ridotto o assente nella misura in cui quelle qualità fossero compromesse da forme di inquinamento.

La disponibilità a pagare e ad accettare

La misura *monetaria* del valore d'uso diretto è data dalla *disponibilità a pagare (DAP)* per ottenere il beneficio o per evitare un danno; o – viceversa – dalla *disponibilità ad accettare (DAC)*⁵ un indennizzo per rinunciare a un beneficio o per sopportare un danno.

Poiché nel caso della produzione energetica il caso normale è quello di esternalità negative, ci si dovrà riferire alla DAP per evitare tali esternalità oppure alla DAC per sopportarle.

⁵ DAP e DAC sono altresì definite, rispettivamente, *willingness to pay* e *willingness to accept*. Una questione a parte, riscontrata a livello empirico, è la non corrispondenza tra i due valori che, in teoria, dovrebbero essere quantomeno simili. Su questo aspetto v. oltre nell'ambito dei metodi diretti di valutazione delle esternalità.

Precisiamo innanzitutto che, proprio perché si parla di termini *monetari*, occorre riferirsi a una misura monetaria della domanda *effettiva* in cui i consumatori concretizzano le proprie preferenze. L'*esistenza* di un valore d'uso si associa inscindibilmente a quella di una disponibilità a pagare o ad essere risarciti; queste disponibilità, a loro volta, rivelano una preferenza esplicita del consumatore.

Per giungere a quantificare le esternalità è essenziale sottolineare che *non tutto* il valore attribuito a un bene intangibile (come l'ambiente) viene di norma manifestato: molti individui sarebbero in realtà disposti a pagare per il suo mantenimento una cifra *superiore* rispetto a quella espressa dai prezzi di mercato che, per loro natura, sono unici e validi per tutti. Soltanto la parte effettivamente espressa dà luogo ad una domanda e ad una corrispondente spesa, e come tale viene del tutto registrata dal mercato.

Ad esempio: l'integrità del territorio di un parco ha un valore d'uso indicato dal fatto che i turisti sono disposti a spendere per il solo fatto di raggiungerlo, visitarlo ed eventualmente soggiornarvi.

L'eventuale deterioramento del bene, dovuta ad esempio all'installazione di un parco eolico, darebbe immediatamente luogo a una minor domanda e ad una minore spesa, che verrebbe immediatamente registrata dal mercato: se il parco venisse distrutto non sussisterebbero più le spese di trasferimento e di soggiorno.

Tuttavia il mercato spesso non è in grado di intercettare, registrare e quantificare l'intera DAP, che rischia quindi di risultare sottostimata e di non esaurire l'intero valore d'uso.

Il concetto intrinseco di *esternalità* richiede, pertanto, di quantificare la parte di DAP che rimane inespressa e che *non* viene registrata dal mercato.

Spesso, ma non sempre, l'emersione di questa DAP avviene solo quando la disponibilità del bene viene (o rischia di essere) pregiudicata. Ad esempio, la purezza dell'aria di un certo sito assume un valore d'uso nel momento in cui viene riconosciuto un indennizzo in cambio dell'assenso ad ospitare una centrale elettrica inquinante. Ancora, una certa temperatura ed umidità dell'aria assumono un valore d'uso nel momento in cui vengono meno e la collettività è disposta a spendere nell'acquisto di condizionatori pur di mantenerle e poterne quindi godere. La possibile compromissione del parco (esempio precedente) farebbe probabilmente emergere una specifica disponibilità a pagare per il suo mantenimento, del tutto autonoma ed addizionale rispetto alle spese effettuate per goderne. Analogamente un pescatore normalmente valuta la tutela di un fiume *più* di quanto egli in concreto spende per raggiungerlo, dotarsi della licenza, ed esercitare la pesca (spese *di mercato* la cui somma costituisce la DAP), ma questo valore resta inespresso rispetto alla DAP finché la tutela non viene messa in discussione, ad esempio della costruzione di una centrale le cui acque di raffreddamento rischierebbero di alterare l'ecosistema fluviale.

Si può pertanto affermare che l'individuo e la società ricevono dalla tutela del bene ambiente un beneficio effettivo superiore rispetto alla DAP o alla DAC *dichiarate* e valide per tutti: si tratta del cosiddetto *surplus del consumatore* (SC), che va sommato al valore *di mercato* della DAP o della DAC per ottenere l'effettivo costo sociale di un impatto sull'ambiente⁶. In particolare, per precisione, il surplus rilevante nella definizione delle esternalità è quello *atteso* E(SC), in quanto le valutazioni e le decisioni vengono effettuate sulla base di ciò che ci si *attende* circa i possibili danni futuri.

⁶ Il surplus del consumatore, in sostanza, altro non è che una disponibilità a pagare inespressa per il tipico fenomeno economico del *free rider*, cioè della razionalità del consumatore che non ha interesse a dichiarare pienamente le proprie preferenze, ossia una disponibilità a pagare per un bene superiore al prezzo di mercato del bene stesso.

Il valore aggiuntivo attribuito alla tutela risiede essenzialmente nel *benessere* (qualità della vita) che deriva dalla valenza ludica della possibilità di esercitare la pesca e soprattutto di poter continuare a farlo nel futuro. In sostanza, La DAP o la DAC *lorde*, comprensive cioè del surplus atteso ed espresse in termini monetari, rappresentano il valore (il *prezzo*) attribuito dall'individuo al bene-ambiente che rischia di venire pregiudicato; se la DAP o la DAC lorde sono riferite all'intera collettività, esprimono il valore sociale attribuito all'ambiente.

Associando a ciascun livello dell'impatto ambientale il corrispondente valore monetario della DAP o della DAC espresse dalla società per preservarlo si ottiene la curva dei costi sociali che rappresenta, insieme con quella dei benefici privati, l'informazione necessaria per determinare il livello economicamente *ottimo* delle esternalità negative.

All'interno della DAP il beneficio connesso al valore d'uso diretto è identificabile con il surplus atteso $E(SC)$: ciò in quanto la definizione stessa di *esternalità* richiede di sottrarre alla DAP lorda ogni forma di spesa che venga già effettivamente registrata dal mercato.

4.3.2 Il valore d'uso indiretto

Il *valore d'uso indiretto* prescinde invece del tutto dal godimento presente e immediato dei benefici dell'ambiente, e concerne specificamente la *reversibilità* dell'impatto provocato sul medesimo: la preservazione attuale non implica necessariamente che essa sia (o debba essere) mantenuta anche nel futuro, lasciando aperta l'opzione a se stessi e/o alle generazioni future se sfruttare l'ambiente o meno.

Questo rappresenta -nell'ambito del valore d'uso indiretto- il cosiddetto *valore d'opzione*⁷ in cui gioca un ruolo chiave la variabile dell'incertezza⁸, cui si aggiunge un concetto leggermente diverso di valore d'uso indiretto, quello definito di *quasi-opzione*, associato al mantenere aperte possibili opzioni future in seguito all'incertezza circa gli sviluppi della conoscenza.

Nel determinare il valore di quasi-opzione, in sostanza, si attribuisce un valore alla preservazione ambientale specificamente perché il futuro ampliamento delle conoscenze potrebbe renderne possibili usi del tutto inesplorati e sconosciuti al momento presente⁹.

L'evidenza empirica mostra che il valore d'uso indiretto (di opzione ed eventualmente di quasi-opzione) rappresenta una forma del tutto autonoma di valore attribuito all'ambiente: in termini monetari esso indica quanto un individuo avverso al rischio è disposto a spendere *in più* per assicurarsi anche in futuro la disponibilità di un bene intangibile.

⁷ In alcune classificazioni si distingue il valore d'opzione (riferito alle generazioni presenti) da quello di *eredità* (riferito al mantenimento della possibilità di decidere lasciato alle generazioni future).

⁸ Un esempio congruente di questo valore si è avuto in Italia con il referendum che ha sancito la rinuncia all'energia nucleare: in quell'occasione si è preferita evitare nel presente l'eventualità di danni irreversibili derivanti da incidenti analoghi a quello di Chernobyl senza per questo precludersi o precludere alle generazioni successive la possibilità di ricorrervi nel futuro; e comunque dando tempo allo sviluppo tecnologico di elaborare tecniche più sicure oppure fonti alternative in grado di "svuotare" il ricorso al nucleare come opzione energetica.

⁹ Un esempio classico di valore di quasi-opzione è la tutela di interi ecosistemi fluviali, forestali o marini rispetto a progetti di sviluppo di vario tipo (agricoltura intensiva, costruzione di dighe e/o deviazioni di corsi d'acqua, insediamenti industriali o urbani ecc.) motivata dall'insufficiente conoscenza dei meccanismi di funzionamento, di equilibrio interno e dunque dei possibili danni (o mancati benefici) a lungo termine che potrebbero derivarne; oppure la potenziale scoperta di nuovi principi attivi medicinali connessa al mantenimento della biodiversità. Nel caso delle fonti energetiche, il valore di quasi-opzione entra in gioco ogniqualevolta si tratti di valutare progetti di natura e dimensioni fortemente invasivi.

Sia il segno sia l'entità di questo valore dipendono in modo essenziale: 1) dall'incertezza futura relativa alla disponibilità del bene-ambiente; 2) dall'incertezza futura relativa allo stesso individuo in merito alle preferenze e al reddito; 3) dal grado di avversione al rischio dell'individuo. In generale si suppone che il valore di opzione attribuito all'ambiente sia positivo, ossia che l'individuo presenti una specifica disponibilità a pagare per assicurarsi la disponibilità del bene ambientale anche in futuro¹⁰.

4.3.3 Il valore d'uso totale

Il *valore d'uso totale* può essere considerato come la *somma* dei valori d'uso diretto e indiretto ed è espresso in termini monetari dalla disponibilità totale a pagare, che possiamo definire *prezzo di opzione* (PO), pari alla somma del surplus atteso del consumatore e del valore di opzione:

$$PO = E(SC) + VO$$

con: $E(SC) > 0$; VO positivo/nullo/negativo.

In VO può poi essere eventualmente ricompreso il valore di quasi-opzione (VQO) che, come descritto in precedenza, è normalmente positivo.

Ne risulta che sarà sottostimata ogni quantificazione di un'esternalità basata sul solo valore d'uso diretto futuro in presenza di un valore d'opzione positivo, ossia sull'eguaglianza $PO = E(SC)$ ogniqualvolta $VO > 0$.

4.3.4 Il "valore di esistenza"

Infine, accanto al valore d'uso (diretto e indiretto) della preservazione ambientale, si può individuare un valore intrinseco, definito *di esistenza* che prescinde da ogni motivazione connessa al godimento proprio – presente o futuro – o delle generazioni successive. In questo caso il valore non deriva da alcun beneficio né diretto né indiretto. Si tratta di un valore attribuito all'ambiente in quanto tale e alla sua tutela da ogni processo distruttivo, valore su cui oggi si hanno le maggiori controversie per il semplice fatto che a differenza del valore d'uso non offre occasioni per poter misurare in modo oggettivo – seppur convenzionale – un'effettiva disponibilità a pagare, generando dunque difficoltà ulteriori nel quantificare il valore economico delle esternalità ambientali.

La somma del valore d'uso totale (diretto e indiretto) e del valore di esistenza fornisce convenzionalmente il *valore economico totale* dell'ambiente.

¹⁰ Affinché ciò avvenga occorrono alcune ipotesi relative ai tre punti poc'anzi elencati, e in particolare: a) che la tutela futura del bene ambiente sia percepita tangibilmente a rischio: in caso contrario verrebbe meno l'incognita dell'incertezza che determina intrinsecamente il valore d'opzione; b) che l'individuo sia avverso al rischio, perché in caso contrario non attribuirebbe all'incertezza un valore negativo e dunque non sorgerebbe la necessità di neutralizzarla; c) che l'individuo *non* sia in una condizione di incertezza futura riguardo al reddito e alle preferenze: se così fosse, infatti, l'avversione al rischio giocherebbe un ruolo negativo, inducendo l'individuo a *ridurre* la disponibilità a pagare. A seconda di come interagiscano tra loro le tre variabili -l'incertezza relativa al bene, quella relativa al consumatore e la propensione al rischio- il valore d'opzione può pertanto, in alcuni casi, risultare negativo.

4.4 Sequenzialità della valutazione dei danni

La sequenza in base a cui i danni vengono valutati è così schematizzabile: 1) l'individuazione; 2) la quantificazione fisica; 3) la quantificazione monetaria; 4) l'internalizzazione.

Pur trattandosi di questioni distinte e di natura diversa (alcune tecniche, altre economiche, altre ancora politico-sociali), sono per molti versi tra loro propedeutiche.

4.4.1 L'individuazione

Nella *prima fase* si procede a individuare quali tipi di danno si verificano nel corso dell'intero processo di produzione energetica, ossia *quali e quanti* binomi inquinante-recettore possono essere considerati come rilevanti. La complessità dell'analisi dipende dall'*ampiezza* e dalla numerosità dei danni, che possono facilmente variare a seconda del tipo di approccio usato e in particolare del numero, tipologia ed esaustività dei recettori considerati: l'uomo (effetti sulla salute); animali, vegetali, suoli, edifici, materiali, e così via. Si può così spaziare da analisi più estensive (ad es. il *Life Cycle Assessment*) ad altre più semplici e restrittive, con notevoli implicazioni di discrezionalità politica. Ad esempio è possibile considerare non soltanto i danni che si producono durante la fase di esercizio della produzione energetica, ma anche quelli relativi alle fasi preliminari di predisposizione degli impianti e di avvio del ciclo energetico vero e proprio: trivellazioni consumo intrinseco di materiali, energia, suolo, acqua, inquinamento acustico e atmosferico ecc.

Questo è quanto avviene, ad esempio, nell'approccio del MIPS, su cui ci si soffermerà in seguito.

4.4.2 La quantificazione fisica

In una *seconda fase* si rende necessario predisporre apposite funzioni che esprimano il danno ambientale in termini fisici come relazione di causa-effetto, ad esempio una funzione dose-risposta per ciascun tipo di binomio inquinante-recettore che si verifica nel ciclo energetico, nonché funzioni che catturino le dispersioni degli inquinanti in rapporto agli agenti atmosferici. In questo stadio insorgono difficoltà legate soprattutto all'incertezza circa la definizione e la quantificazione di certi effetti sul lungo termine, oppure agli effetti moltiplicativi che si determinano in seguito alla presenza congiunta di più inquinanti, nonché alla mancanza, in alcuni casi, di studi e risultati consolidati. Ad esempio, le stime sui danni del *global warming* sono gravate da tali margini di incertezza e quindi da un campo di variazione così ampio da renderle applicabili, nella pratica, solo ai rispettivi limiti *inferiori*: dunque in senso esattamente opposto al *principio di precauzione* secondo il quale l'incertezza su dati effetti dovrebbe indurre a considerare le ipotesi più pessimistiche.

4.4.3 La quantificazione monetaria

In una *terza fase* occorre definire in termini monetari il danno precedentemente espresso in termini fisici, dal momento che l'unico strumento di valutazione *accettato* dal mercato è appunto la misurazione monetaria. Questa rappresenta la fase più critica, a causa di diversi ordini di difficoltà che riassumiamo per ora in sintesi per approfondire successivamente.

Innanzitutto l'individuazione delle esternalità in termini monetari richiede una traduzione operativa il più possibile rigorosa del concetto teorico, in quanto talora si cade in notevoli improprietà concettuali.

È frequente ad esempio l'errore della *doppia contabilizzazione*: poiché i requisiti ortodossi affinché un certo impatto/effetto diretto/indiretto possa essere definito come *esternalità* sono che esso ricada su soggetti *terzi* rispetto all'attività di produzione/consumo e che non sia internalizzato dal mercato, ne consegue che gli effetti occupazionali di certi progetti d'investimento energetici *non* possono essere definiti come esternalità (in questo caso positive) nel momento in cui *già* vengono registrati a pieno titolo dal mercato sotto forma di valore complessivo dei salari generati.

Ancora, gli effetti negativi sulla salute dei lavoratori occupati negli impianti energetici, talora considerati come esternalità, *non* lo sono se tra le voci componenti i salari sono ricomprese tipiche indennità di rischio: esse rappresentano anzi la piena internalizzazione di quegli effetti nei prezzi di mercato¹¹. L'accettazione di tali indennità da parte dei lavoratori, d'altro canto, rappresenta implicitamente la valutazione che gli stessi lavoratori danno di un bene intangibile (la salute) ponderato per la probabilità che venga compromesso.

Una prima difficoltà tipica in questa fase attiene la *mancaanza di uniformità di valutazione* e inoltre l'*effetto distorsivo* che la stessa uniformità produrrebbe in molti casi stanti le specificità fisiche, sociali, macroeconomiche dei contesti territoriali in cui le esternalità si verificano.

A questo problema si è cercato di ovviare – ad esempio nel programma ExternE – adottando apposite procedure di ponderazione, su cui ci si soffermerà oltre.

Una seconda difficoltà relativa alla *monetizzazione* dei danni è costituita dal vuoto e/o dalla distorsione valutativa del mercato rispetto al valore dell'ambiente, ossia da prezzi assenti o distorti. L'assenza di prezzi riguarda i cosiddetti *beni intangibili* (ad esempio la vita umana; un certo standard di qualità ambientale), per i quali quindi il mercato, di per sé, non è in grado di esprimere un *valore*.

La distorsione dei prezzi si ha invece ogniqualvolta vengono sopravvalutati i benefici effettivi o sottovalutati i costi: ciò accade soprattutto nel confronto tra costi e benefici relativi a tempi diversi, laddove l'adozione di tassi di interesse *privati* strutturalmente superiori a quelli *socialmente* efficienti¹² conduce a una sopravvalutazione dei benefici presenti (delle generazioni attuali) rispetto a quelli futuri (delle generazioni successive).

¹¹ L'accettazione di tali indennità da parte dei lavoratori, d'altro canto, rappresenta implicitamente la valutazione che gli stessi lavoratori danno di un bene intangibile (la salute) ponderato per la probabilità che venga compromesso.

¹² Il tasso d'interesse esprime sostanzialmente il costo della "rinuncia" al consumo presente e del suo dilazionamento al futuro.

Talora, poi, le distorsioni valutative dovute ad una forzata uniformizzazione e ad una assenza di *prezzi di mercato* si sommano¹³.

Danni di mercato e non di mercato

Le tipologie di danno che confluiscono in una valutazione completa delle esternalità sono dunque due: *di mercato* e *non di mercato*, il cui comune denominatore è costituito da una mancata internalizzazione.

La differenza attiene principalmente ai diversi effetti in cui in genere si scinde il danno, come già sottolineato: da un lato si ha l'impatto fisico, che può essere oggettivamente quantificato e valutato ricorrendo a prezzi già esistenti; dall'altro si ha la perdita di benessere connessa a beni o valori *intangibili* (la salute, il paesaggio ecc.) per la cui quantificazione occorre ricorrere a metodi sostitutivi che ne definiscano dei *prezzi ombra*.

È opportuno esemplificare la differenza con riferimento agli effetti provocati su una popolazione dalle emissioni atmosferiche di una centrale elettrica: i danni *di mercato* consistono nel costo complessivo della cura delle patologie più o meno direttamente correlate (ospedalizzazione, medicinali, eventuali invalidità ecc.); i danni *non di mercato* consistono invece nel valore negativo attribuito da una popolazione alla semplice potenziale presenza della centrale (il timore circa gli effetti sanitari, l'insalubrità ambientale, e così via).

Ancora: con riferimento ai danni provocati al territorio dall'insediamento di un parco eolico, un esempio di danno *di mercato* è il valore economico derivante dal miglior uso alternativo del suolo impegnato (ad esempio: in termini di produzione agricola, oppure di valorizzazione turistica); un danno *non di mercato* è costituito invece dai danni visivi al paesaggio, per la cui quantificazione monetaria occorre nuovamente ricorrere a metodi alternativi che ne determinino un prezzo-ombra.

Il problema operativo cruciale per definire il valore economico totale dell'ambiente sorge dunque per la valutazione monetaria dei danni *non di mercato*.

4.4.4 L'internalizzazione

L'ultima fase una volta definito il valore monetario di una esternalità rimane un'ultima fase, interamente politica e politica-economica: decidere rispettivamente *se* e *come* internalizzare questi valori nei prezzi e/o nei costi di mercato.

Si tratta in sostanza di quella definibile come *accettabilità politica* delle esternalità (riflesso di quella sociale) la quale dipende, essenzialmente, dai costi della loro internalizzazione, o meglio dal grado di riallocazione delle risorse e/o redistribuzione del reddito comportato dalle misure di *policy* che si rendono necessarie.

¹³ Ad esempio, nel programma *ExternE* viene assunto come valore monetario della vita media statistica (e dunque di ciascuna morte imputabile agli effetti diretti o indiretti della produzione energetica) l'ammontare di 3,1 milioni di euro. Questo, tuttavia, è un valore medio ricavato in gran parte dal reddito producibile mediamente da un lavoratore: criterio che presenta evidentemente una notevole variabilità (almeno da 1 a 5 milioni di euro) a seconda della specifica localizzazione.

4.5 Calcolo delle esternalità: la metodologia *ExternE*

La letteratura economica incentrata sulle metodologie per la valutazione economica delle esternalità ambientali affonda le sue origini fin nella seconda metà del secolo scorso, tuttavia l'applicazione empirica e soprattutto organica di tali metodologie è abbastanza recente.

Le esternalità connesse alla produzione energetica possono essere schematizzate sotto una duplice discriminante.

La prima è il grado di incidenza sull'impatto complessivo, in base a cui sono raggruppabili in due principali categorie: i danni alla salute e il contributo all'effetto serra¹⁴.

La seconda è il carattere locale o globale, in base a cui gli effetti sono raggruppabili in quelli a largo raggio (planetario o almeno transfrontaliero, come rispettivamente il *global warming* e il fenomeno delle piogge acide) e quelli provocati in un ambito locale o regionale (come ad esempio le concentrazioni di polveri sottili e le relative conseguenze).

Occorre precisare che in realtà gli effetti connessi al riscaldamento globale sono impatti in gran parte analoghi a quelli che si producono a livello locale, sebbene l'analogia sostanziale degli effetti abbia differenti cause fisiche (l'alterazione climatica anziché l'inquinamento convenzionale) e modalità¹⁵. In pratica, quindi, gli impatti del *global warming* rappresentano spesso una versione delocalizzata di esternalità a corto raggio dovute a inquinamento *convenzionale*.

Il motivo di una valutazione separata risiede allora nel maggior grado di incertezza da cui sono gravati gli effetti connessi al riscaldamento globale: si tratta di individuare, a ritroso, quanta parte del riscaldamento sia ascrivibile alla produzione energetica, quanta alle singole fonti, e quanta imputabile al singolo impianto. È intuibile che la labilità delle stime diviene allora tale da rendere necessario il ricorso a parametri e valutazioni standardizzate, ossia l'abbandono dell'approccio *bottom-up* con cui normalmente vengono valutate le specifiche esternalità locali ed il passaggio ad un approccio *top-down*.

4.5.1 Il progetto *ExternE*

Da quasi un decennio è stato sviluppato in Europa Progetto *ExternE* (Externalities of Energy), che rappresenta un tentativo 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 dal progetto *ExternE* utilizza una metodologia *bottom-up*, la Impact Pathway Methodology, al fine di valutare i costi esterni associati alla produzione di energia mediante l'uso di varie tipologie di combustibili e tecnologie.

¹⁴ Secondo i valori ricavati nel *progetto ExternE* (su cui ci si soffermerà tra poco), la somma delle esternalità sanitarie e climatiche incide sulle esternalità complessive da un minimo del 90 (fonti eoliche, le uniche per le quali è considerevole anche l'effetto paesaggistico) fino a un massimo del 99% (gas naturale). Molto diversa è tuttavia la ripartizione tra le due: più o meno eguale per carbone e olio combustibile; sbilanciata nettamente sul *global warming* per il gas naturale; concentrate sulla salute per FER e nucleare. In particolare, tuttavia, gli effetti sanitari delle FER riguardano soltanto i lavoratori direttamente impiegati e non la popolazione.

¹⁵ Ad esempio il contributo che un dato impianto dà a fenomeni che si verificano a grande distanza – riduzione della produttività agricola in zone colpite da siccità, oppure i decessi dovuti alle onde di calore protratte nel tempo, agli eventi atmosferici estremi, alle malattie epidemiche indotte.

Nel seguito sono sintetizzate le principali fasi previste dalla metodologia ExternE.

Selezione degli impatti

Poiché in teoria è possibile identificare centinaia di diversi impatti nel corso di ciascun intero processo di produzione energetica, *ExternE* ha cominciato col selezionare o sovrappesare soltanto quelli più rilevanti, ossia più incidenti in termini di esternalità. Questa scelta ha condotto in molti casi a ridurre l'incidenza degli effetti locali, sulla base sia del fatto che essi coinvolgono un numero limitato di persone¹⁶, sia del fatto che proprio la migliore circoscrivibilità, controllabilità, e certezza degli effetti locali permette che vengano in parte neutralizzati attraverso misure di politica ambientale *command and control*. Vi sono ovviamente delle eccezioni nelle quali gli effetti locali divengono particolarmente rilevanti: gli incidenti e i relativi effetti su lavoratori e popolazione limitrofa; condizioni meteorologiche sfavorevoli in grado di peggiorare la qualità dell'aria oltre i livelli di allarme; fonti energetiche per le quali, semplicemente, le esternalità locali sono intrinsecamente le uniche identificabili, come le fonti rinnovabili eoliche.

Descrizione dei sentieri d'impatto

Dopo essere stati selezionati, gli impatti rilevanti vengono descritti nella loro sequenzialità: fase di emissione; fase di deposizione al suolo (tramite ciclo dell'acqua o meno) o permanenza nell'atmosfera; eventuali interazioni e *feedback* tra inquinanti in fasi diverse del ciclo; identificazione dei recettori.

Quantificazione fisica degli inquinanti

I principali classici inquinanti atmosferici (CO₂, SO₂, NO_x, CO, composti volatili organici) sono abbastanza ben determinati nei tassi di emissione in rapporto alle varie tecnologie, ai combustibili usati (ad es. per il tenore di zolfo), alle condizioni atmosferiche. Per altri inquinanti, come ad es. il piombo e il mercurio, la quantificazione è più difficile in quanto spesso si tratta di tracce, ma proprio per questo l'impatto è comunque da considerarsi trascurabile in termini relativi.

Quantificazione degli impatti

I metodi usati per la quantificazione fisica degli impatti variano sensibilmente a seconda della complessità dell'impatto considerato. Nei casi più semplici è sufficiente far interagire poche variabili, in altri è invece necessario ricorrere a sofisticati modelli collegati ad ampi database. Comune denominatore di ogni analisi rivolta a quantificare gli impatti è, comunque, l'uso di modelli per rilevare la dispersione degli inquinanti e il conseguente aumento della concentrazione nell'ambiente, nonché l'uso di funzioni dose-risposta per stimare l'impatto che l'esposizione a date concentrazioni produce sulla salute dell'uomo, sulla produzione agricola, sui suoli, sugli ecosistemi, sui materiali.

Le forme assunte dalle funzioni dose-risposta possono essere le più svariate: lineari con o senza soglia minima¹⁷; non lineari; non lineari con intervallo positivo¹⁸.

¹⁶ Perlomeno in termini relativi in rapporto alla quantità di energia prodotta, nell'ordine di TeraWatt per anno.

¹⁷ La soglia minima rappresenta un livello dell'inquinante che può essere assorbito dall'ambiente o tollerato dall'uomo senza alcun danno.

Valutazione economica degli impatti

Su questa fase ci si soffermerà ampiamente più avanti.

Valutazione dell'incertezza

La valutazione finale dell'esternalità viene infine riconsiderata alla luce di tutti i possibili elementi che possono essere causa di incertezza, e in particolare: la variabilità connessa a differenti *set* di dati disponibili; l'estrapolazione di dati empirici da esperimenti di laboratorio; la generalizzazione di funzioni dose-risposta ricavate e testate su un unico contesto territoriale a differenti aree geografiche; le assunzioni riguardanti le soglie limite di tollerabilità; questioni etico-politiche ed economico-sociali, come la discrezionalità nella scelta di un tasso di sconto equo a livello intergenerazionale; la necessità di prefigurare uno scenario futuro per ogni effetto previsto nel lungo periodo; la difficoltà intrinseca di quantificare integralmente alcune tipologie di danno.

Occorre sottolineare che dal punto di vista pratico la valutazione intrinseca *ex novo* dei costi esterni, caso per caso, è alquanto costosa e richiede tempo: di conseguenza risulta più efficiente evitarla ogniqualvolta sia possibile far ricadere il caso oggetto di analisi in una situazione-tipo già analizzata.

Per questa ragione l'ottica del Progetto *ExternE* è stata di condurre un'analisi a tutto campo di tipo *bottom-up* con lo scopo di fornire valutazioni delle esternalità esistenti sufficientemente generalizzabili da poter essere assunte come linee-guida per analoghe valutazioni future.

L'obiettivo del Progetto è stato duplice: innanzitutto *oggettivizzare* le singole tipologie di costo esterno, ossia fornire per ciascuno un valore unitario standardizzato di riferimento valido e generalizzabile; contemporaneamente tarare in modo differenziato i costi stessi in base a parametri e caratteristiche territoriali, *case-by-case*, individuando un numero di situazioni-tipo reali ampio ma al contempo definito (circa cinquanta casi). Va peraltro sottolineato che per alcune fonti energetiche quali in particolare le FER, il cui impatto sul *global warming* è nullo o irrilevante, le esternalità finiscono per essere in definitiva soltanto di tipo locale rendendone dunque imprescindibile una valutazione caso per caso.

4.5.2 Problematiche metodologiche

Effetti territoriali delle differenze di reddito

Le caratteristiche che configurano una data localizzazione ai fini del calcolo di una esternalità sono essenzialmente di due tipi: fisiche (ad es. la conformazione oro-idrografica, idrogeologica, la produttività del suolo, la densità della popolazione, il patrimonio artistico e architettonico) ed economiche (in particolar modo il reddito pro-capite, sintesi di una serie di variabili che determinano il grado di sviluppo).

Le specificità territoriali dal punto di vista fisico fanno sì che un identico impatto fisico possa comportare differenti valutazioni del suo ammontare monetario e vengono catturate in modo relativamente agevole adottando un metodo di valutazione delle esternalità di tipo sequenziale e *bottom up* qual è quello descritto in precedenza.

¹⁸ È questo il caso di alcune funzioni relative alla produttività agricola, che per iniziali e basse esposizioni a dati inquinanti risulta accresciuta (cosiddetto effetto di fertilizzazione).

Le specificità territoriali di tipo economico comportano invece che un identico ammontare monetario di un danno si traduca in un differente impatto economico. In genere gli effetti connessi a specifiche variabili e caratteristiche macroeconomiche (riassumibili per semplicità nei livelli di reddito personale e nella sua distribuzione) sono più difficilmente intercettabili e quantificabili.

Una prima divergenza si determina nella valutazione monetaria dei danni a beni intangibili (salute, integrità ambientale ecc.) allorché essa avviene attraverso i metodi indiretti usualmente adoperati come la *willingness to pay/to accept*.

Il valore attribuito a questo tipo di beni tende a ridursi al decrescere del reddito, concetto che spesso tende ad essere grossolanamente riassunto nell'espressione secondo cui l'ambiente è un lusso¹⁹: di conseguenza un livello di reddito pro capite minore, a parità di altre condizioni, riduce la *willingness to pay* per evitare un impatto ambientale e/o la *willingness to accept* per accettarlo in cambio di un indennizzo. Non solo: anche l'*aspettativa* di un reddito futuro minore tende ad esercitare nell'immediato il suo effetto riducendo il valore di opzione che – come si ricorderà – concorre a definire la DAP totale²⁰.

In teoria, poiché l'effetto di questo meccanismo si amplifica quanto maggiori sono i differenziali di reddito, dovrebbero rimanerne immuni aree economicamente abbastanza omogenee quali quelle europee per le quali il Progetto ExternE è stato ideato, applicato e circoscritto.

In realtà, tuttavia, divaricazioni valutative del *bene-ambiente* tendono a riprodursi anche su scale più contenute, ad esempio tra regioni industrializzate ed agricole a differente reddito pro capite all'interno di una stessa nazione (esemplare il caso italiano).

In aree più ricche e sviluppate normalmente si abbinano un maggior reddito e una maggior scarsità del bene ambiente dovuto all'esistenza di notevoli impatti e danni pregressi: l'interazione tra questi due fattori determina una DAP (ed un ESC) più alti rispetto ad aree dove viceversa l'arretratezza determina congiuntamente un minor reddito disponibile e una migliore preservazione ambientale. Si tratta in sostanza delle condizioni che possono portare, anche su scala regionale, a fenomeni di *dumping* ambientale, ossia a valutare una medesima esternalità negativa meno se avviene in un'area arretrata rispetto a quanto avverrebbe in un'area sviluppata.

Un secondo effetto provocato dalle differenze di reddito è dovuto al fatto che queste comportano differenti riduzioni del livello di benessere *anche* in presenza di esternalità identiche in termini monetari calcolati *a prezzi di mercato*: il medesimo danno monetario – in termini assoluti – può essere nettamente diverso in termini relativi.

In linea generale la sottrazione di un euro ad una popolazione povera per effetto di un'esternalità produce *in pratica* un danno maggiore rispetto a quello provocato ad una

¹⁹ In generale in economia si assume che l'utilità marginale del reddito sia costante a differenza di quella di qualsiasi altro bene che via via decresce all'aumentare della disponibilità del bene: ciò in quanto mentre il bisogno di un singolo bene è esauribile, i bisogni potenziali soddisfaccibili dalla disponibilità di reddito non possono in linea teorica assumersi finiti. In base al rapporto tra disponibilità di reddito e domanda di un bene, i beni si classificano in: *inferiori* (la cui domanda cessa oltre una certa soglia di reddito); *necessari* (la cui domanda si mantiene stabile o in riduzione all'aumentare del reddito, ma sempre positiva); *di comfort* (la cui domanda sorge oltre una certa soglia di reddito e si mantiene stabile); *di lusso* (la cui domanda sorge oltre una certa soglia ed aumenta all'aumentare del reddito). Ciò si traduce in una rilevanza determinante del livello del reddito sulla definizione della tipologia di beni ai quali viene attribuita una rilevanza economica e una conseguente disponibilità a pagare per averli o conservarli. È evidente che, a seconda di come vengano percepiti i beni intangibili messi a rischio dalle esternalità energetiche, varierà in misura sostanziale la *willingness to pay* ad essi relativa, ossia il valore "negativo" attribuito alle esternalità stesse.

²⁰ Si rimanda in proposito al paragrafo sulla quantificazione delle esternalità.

popolazione ricca: ad esempio, nel caso in cui si tratti di valutare una medesima diminuzione della produttività agricola.

Questo effetto si determina soprattutto con riferimento ai danni da *global warming*, e il Progetto *ExternE* ha cercato di porvi rimedio mutuando dal Protocollo di Kyoto il cosiddetto *principio di equità*, che ne costituisce uno dei capisaldi²¹.

Dal punto di vista metodologico ciò significa scegliere un differente peso relativo da attribuire nei singoli casi che, tecnicamente, si riassume nell'individuazione di un valore dell'elasticità dell'utilità marginale del reddito. La combinazione tra il valore della suddetta elasticità (scelto discrezionalmente) e il valore del rapporto tra i differenti redditi di due popolazioni determina l'effettiva valutazione economica di un'identica esternalità, secondo la formula che semplicemente rapporta i due parametri²². La divergenza indotta dalla ponderazione tende a dilatarsi quanto maggiori sono sia il valore discrezionale scelto per l'elasticità sia le differenze tra i redditi. Per quanto riguarda il primo, in *ExternE* si è optato per un valore neutrale pari a -1.

Questo significa, secondo la formula, valutare una stessa diminuzione di reddito provocata a una popolazione ricca circa la metà di quella provocata ad una popolazione povera quando, ad esempio, il rapporto tra i rispettivi redditi è 2:1; mentre la valutazione scende drasticamente al 5% quando il rapporto sale a 20:1. In generale, tenendo presente il grado di omogeneità economica delle aree europee per le quali *ExternE* è stato pensato e in particolare la divergenza massima rispetto alla media tra aree povere e ricche, la ponderazione adottata appare abbastanza congrua²³.

È interessante notare che gli effetti delle differenze di reddito a livello regionale non sono del tutto ininfluenti. Torniamo all'esempio di un impatto consistente in una riduzione della produttività agricola e/o dell'attrattività turistica di due aree, una ad elevato sviluppo ed una depressa. Sia le minori rese agricole sia le minori presenze turistiche sono valutabili a prezzi di mercato: ipotizzando che le esternalità così calcolate risultino identiche in termini monetari, in base a quanto detto il danno *effettivo*²⁴ andrebbe tuttavia valutato in maniera differente.

L'esternalità negativa provocata nell'area depressa sarebbe superiore a quella dell'area sviluppata in quanto, incidendo in valori assoluti su un reddito minore, l'incidenza relativa sarebbe maggiore²⁵. Questo suggerisce l'idea che le regioni a basso reddito siano più vulnerabili a date esternalità negative provocate dalla produzione energetica, rafforzando pertanto la necessità di procedere a valutazioni di tipo *bottom up*.

Il valore della vita statistica

Occorre soffermarsi, ancora, sugli effetti prodotti dalle variabili micro e macroeconomiche, nonché demografiche, sulla valutazione delle esternalità attinenti i danni alla salute, trattandosi di quelli che incidono percentualmente di più sulla valutazione complessiva. Le

²¹ Nel Protocollo è basata su tale principio l'esenzione dei Paesi in via di sviluppo dagli obblighi di riduzione delle emissioni.

²² $W = (Y1/Y2) / |e|$ con: w: peso da attribuire all'esternalità negativa provocata sulla popolazione 1 rispetto alla popolazione 2; Y1: reddito popolazione ricca; Y2: reddito popolazione povera; e: elasticità dell'utilità marginale del reddito, considerata in valore assoluto;

²³ A puro titolo di confronto, tuttavia, si noti la drastica ponderazione che andrebbe applicata ad un'identica esternalità monetaria qualora la valutazione coinvolgesse Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo dato il rapporto tra i rispettivi redditi pro capite.

²⁴ Ossia inteso come disutilità marginale.

²⁵ la percentuale in cui andrebbe scontato l'impatto monetario sul comprensorio più ricco rispetto a quello più povero si ricava dalla formula precedentemente dopo aver scelto – discrezionalmente – il valore da attribuire all'elasticità.

esternalità sanitarie vengono usualmente riassunte nella riduzione indotta sull'aspettativa di vita, valutata monetariamente ricorrendo al concetto del *valore della vita statistica* (VSL, *Value of Statistical Life*).

Il valore della vita statistica assunto convenzionalmente in *ExternE* è pari a 3,1 M€. Tuttavia, a differenza degli studi precedenti che consideravano quali esternalità il numero di decessi addizionali moltiplicato per il VSL, *ExternE* basa le valutazioni sulla riduzione dell'aspettativa di vita, calcolando gli anni di vita persi (YOLL: *years of life lost*) e scontandoli a un tasso variabile la cui scelta influisce, ovviamente, sulla valutazione finale (in *ExternE* è assunto al 3%). Il valore di *ciascun* anno di vita perso, ad esempio, a causa dell'inquinamento atmosferico, è fissato a un valor medio di 83.000 €.

La procedura di calcolo si sviluppa in più stadi:

1. innanzitutto, fissata una certa unità di misura per le emissioni di ciascun inquinante (ad es. 1 kg), se ne quantifica l'impatto fisico in termini di riduzione dell'aspettativa di vita, ossia numero di anni di vita persi per kg emesso (YOLL/kg);
2. successivamente si traduce l'impatto fisico in termini monetari moltiplicandolo per il valor medio dell'anno di vita (83000 € YOLL /kg);
3. a questo punto diviene possibile confrontare le singole fonti energetiche, sulla base delle rispettive emissioni specifiche (kg/kWh), note a priori. Per semplice sostituzione il costo del danno si ottiene come: 83.000 € YOLL/kWh;
4. infine le esternalità del singolo impianto possono essere calcolate moltiplicando le esternalità per kWh della fonte utilizzata per la potenza (quantità di kWh prodotti su un dato arco temporale, ad es. l'anno) ed eventualmente ponderando il risultato in rapporto al ciclo di vita dell'impianto.

Anche in questo caso la standardizzazione della procedura espone alla necessità di considerare i rilevanti margini di incertezza. Innanzitutto il valore stesso della vita statistica (VSL), da cui si deriva quello degli YOLL, è assunto a un livello intermedio tra estremi che possono essere plausibilmente collocati ad 1 e 5 milioni di €. Il VSL infatti dipende essenzialmente dal valore del reddito producibile mediamente dal singolo individuo nel corso della vita, riflesso normalmente dall'entità dei risarcimenti assicurativi: di conseguenza maggiore è il valore medio del PIL pro capite ove si verifica l'esternalità, maggiore il valore attribuito al VSL, agli YOLL e quindi all'esternalità stessa.

Si può pertanto notare come una valutazione indirettamente influenzata da prezzi di mercato (i risarcimenti) possa condurre di fatto allo stesso tipo di distorsione indotto da un metodo indiretto quale la *willingness to pay*, ossia la sopra/sottovalutazione dell'esternalità connessa al bene intangibile-salute in rapporto alla variabile reddito.

Un'ulteriore incertezza, che può essere fugata soltanto da un approccio tipicamente *bottom up*, consiste nel fatto che il parametro YOLL/kg non può essere assunto a un livello convenzionale e generalizzabile.

Un'identica dose emissiva può dar luogo a riduzioni dell'aspettativa di vita fortemente differenziate a seconda dell'interazione con altri fattori di varia natura, come il grado di inquinamento ambientale preesistente, oppure il livello di invecchiamento demografico (una popolazione mediamente più anziana può risultare più vulnerabile).

Rimane indubbio, tuttavia, che nonostante le complicazioni indotte dagli effetti di questi parametri – comunque superabili con opportuni correttivi – il metodo recepito in *ExternE*, basato sull'aspettativa di vita, rimane nettamente più congruo rispetto alla mera registrazione dei tassi di mortalità.

4.6 Una alternativa per il calcolo delle esternalità: l'indice MIPS²⁶

4.6.1 La base metodologica

Il metodo basato sull'indice MIPS rappresenta una interessante alternativa ai metodi tradizionali. Lo scopo originario del metodo, è in realtà, quello di ottenere la massima dematerializzazione dei prodotti e dei processi riducendo il flusso di materiali²⁷ in entrata nel sistema industriale. Successivamente è stato applicato al calcolo delle esternalità, conservando però la caratteristica di considerare queste ultime (sia in generale sia nell'applicazione specifica al campo energetico) in termini di consumo di risorse naturali anziché come insieme di impatti fisici da tradurre in termini monetari.

La mancanza di un raccordo tra parametri fisici ed economici costituisce un limite, tuttavia – poiché la valutazione viene svolta in modo molto approfondito e si basa su dati oggettivi – il metodo ha il pregio di poter costituire un'utile implementazione di riscontro delle conclusioni ottenute tramite quelli tradizionali, almeno relativamente alla fase identificativa degli impatti.

La filosofia di fondo è quella di un Life Cycle Assessment, nel senso che i consumi di risorse – materiali ed energia – vengono considerati lungo tutto il processo produttivo.

In questo senso, l'indice MIPS (Input di Materiale Per unità di Servizio) fornisce una dettagliata contabilizzazione dei flussi di materia *in entrata* in un dato processo produttivo per unità di servizio resa, al fine di valutare la pressione, in termini di prelievo di materia ed energia, che il dato processo esercita sull'ambiente.

L'analisi dei flussi materiali (Material Flow Accounting, MFA) si presenta come uno strumento di nuova analisi di Contabilità Economico-Ambientale che si propone di misurare il flusso complessivo dei materiali utilizzati in un'economia industriale.

Gli indicatori di flussi di materia, studiati e utilizzati da tempo in ambito internazionale²⁸, sono stati recentemente inseriti nel *core-set* di indicatori per l'Italia, ed in particolare nella Strategia d'Azione Ambientale sullo sviluppo sostenibile dal CIPE²⁹.

4.6.2 Una applicazione operativa

L'indice MIPS applicato al caso della produzione energetica si basa sull'analisi del ciclo di vita di un impianto. La valutazione considera il consumo delle materie prime ed energia relative alle fasi di predisposizione del sito, costruzione, esercizio e dismissione dell'impianto.

Ogni fase del ciclo di vita è caratterizzata dall'uso di materia ed energia, come riporta la figura 4.1.

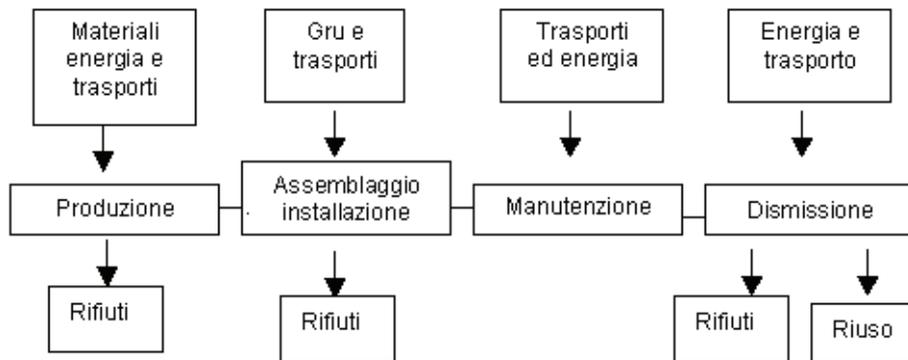
²⁶ Il paragrafo è a cura di Erika Mancuso.

²⁷ Il termine *materiali* si riferisce a materie prime naturali che trovano impiego direttamente (sabbia, ghiaia, pietre, combustibili fossili ecc.), a materie organiche non alimentari (legname, gomma naturale, fibre tessili naturali) e a merci ottenute dai prodotti naturali (metalli, calce, cemento). Col termine *flusso* ci si riferisce alla quantità in peso di materiali estratti dall'ambiente naturale o al saldo netto tra materiali importati ed esportati immesso nel sistema economico.

²⁸ In particolare presso il Wuppertal Institute tedesco.

²⁹ Delibera n. 57/2002, inserito nelle attività di “reporting” dell'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA).

Figura 4.1 - Schema degli input di materia ed energia del parco eolico in esame



Ciascun materiale, a sua volta, ha un differente *peso ecologico*, definito da un *MI (Material Input) Factor*, in rapporto alle disponibilità complessive dello stock da cui viene sottratto e all'intensità energetica associata alla sua lavorazione e trasformazione fino all'uso finale.

I coefficienti specifici per ogni materiale (*MI Factors*) indicano la quantità di materia ed energia impiegata per produrre una unità di quel dato materiale, sono espressi in chilogrammi e sono stati tutti preventivamente calcolati e classificati in forma di parametri.

La formula del MIPS³⁰ conteggia i quantitativi materiali moltiplicati per ciascun fattore specifico MI impiegati per il ciclo di vita di un dato processo di produzione energetica e li rapporta ai kWh prodotti durante il medesimo arco temporale.

$$MIPS = MI / S \quad MI = \sum_{i=1}^n [P_i \times (\alpha_{MI})_i]$$

Si calcola, al numeratore, il *Material Input (MI)* relativo a ciascuna fase (produzione, installazione, manutenzione) e cioè la somma dei prodotti tra il peso di ogni materiale e il suo specifico *MI factor* (α_{MI}); al denominatore si calcola il servizio reso (S), cioè la produzione di energia elettrica.

A titolo esemplificativo riportiamo nel seguito un caso di studio che si riferisce all'intensità di materia relativa ad una centrale eolica molto rappresentativa delle peculiarità dei siti eolici italiani.

Caratteristiche principali della centrale eolica:

- ubicazione del sito: crinale ventoso centro-meridionale
- numero di turbine: 10 Vestas V52 850 kW
- vita media stimata della turbina: 20 anni
- disposizione: unica fila di macchine
- distanza media trasporto internazionale (per componenti importati): 2000 km
- distanza media trasporto nazionale: 500 km
- distanza dalla rete viaria di servizio: 2700 metri
- distanza dalla rete elettrica nazionale: 300-400 metri
- velocità media del vento: 6,5 m/s
- rugosità del terreno: classe 2 (C=2,0)
- rumorosità della turbina: 102 dB(A) in turbina.

³⁰ Per approfondimenti cfr: http://www.wupperinst.org/Publikationen/wuppertal_spezial.html

L'indice MIPS è espresso in kg, e riguarda tutto il ciclo di vita del parco eolico: la produzione delle turbine, l'energia impiegata per le saldature e l'assemblaggio dei componenti, il carburante necessario al trasporto dall'estero e sul posto, la realizzazione dei plinti di fondazione e l'energia necessaria per le operazioni di installazione, i collegamenti elettrici, la realizzazione delle strade di connessione ecc.

Questi processi che assorbono materiali ed energia vengono sommati in termini di chilogrammi e ricondotti ad un MI complessivo, il numeratore della formula.

Nella tabella che segue si riportano gli input di materia relativi a ciascuna fase del ciclo di vita della *wind farm* sotto analisi.

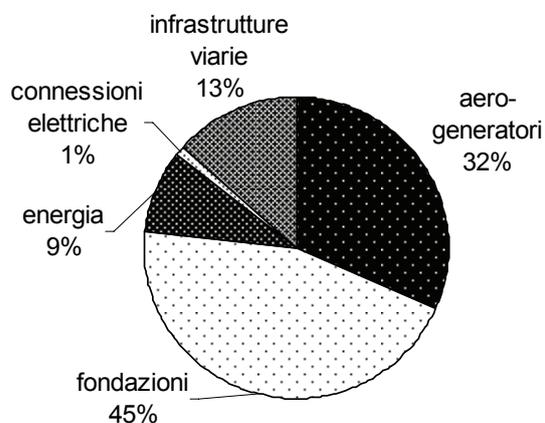
Tabella 4.1 - *Material Input* relativo a ciascuna fase (kg)

Produzione	15136895
Installazione	1982351
Manutenzione/Dismissione	2610000
Totale	19729246

Nel dettaglio si possono mettere ulteriormente in evidenza le singole voci di material input come illustra la figura 4.2.

Il Material Input dei gusci dei rotori, per citare un esempio, viene calcolato moltiplicando i quantitativi di vetroresina (peso (kg)) per il fattore specifico della vetroresina che, a sua volta riporta il suo peso in termini di altri materiali occorrenti per ottenere la vetroresina stessa.

Figura 4.2 - Ripartizione del *Material Input*



Calcolato il numeratore (MI totale), non resta che definire il denominatore: l'energia prodotta dalla *wind farm*, per far ciò si è ricorso al metodo Danish Standard.

Il metodo *Danish Standard*, utilizzato dalle imprese di installazione di parchi eolici, registra la rumorosità delle turbine e calcola la produzione di energia elettrica in base alla posizione delle macchine (classi di rugosità del terreno), alla velocità del vento e al modello dell'aerogeneratore.

Si riportano nella Tabella 4.2 i valori calcolati con il *worksheet* del *Danish Standard*, relativi al caso di studio (turbina Vestas V52 da 850 kW; classe di rugosità C = 2,0).

Tabella 4.2 - Produzione annua di energia (MWh) per classi di ventosità e rumorosità

rumorosità Db(A)	velocità del vento					
	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
104	1.098	1.733	2.388	3.005	3.549	4.002
103	1.086	1.711	2.357	2.969	3.510	3.963
102	1.070	1.683	2.319	2.923	3.461	3.914
101	1.053	1.653	2.279	2.878	3.414	3.866
100	1.029	1.609	2.219	2.806	3.337	3.788

Fonte: IWT, Taranto

La velocità media del vento stimata per l'Italia è tra i 6 e i 7 metri al secondo, e il valore della rumorosità consentita nell'area di costruzione della fattoria del vento in esame, viene fissato in 102 Db (A). Considerato che la *wind farm* è situata su un terreno di classe 2 di rugosità ($C=2,0$) ed è esposta ad una velocità media del vento pari a 6,5 m/s, la produzione di energia risulta pari a circa 20 MWh annui. Sulla base di questi parametri il valore del MIPS risulta:

$$\text{MIPS} = 19.729.246 / 400.000.000 = 0,049 \text{ kg/kWh.}$$

In sostanza il risultato indica che per produrre un kWh da fonte eolica si preleva dall'ambiente naturale un quantitativo di materia ed energia pari a 49 grammi.

Diventa significativo, a questo punto dell'analisi, il confronto con altri valori MIPS relativi a diverse fonti di generazione elettrica che sono riportati in Tabella 4.3.

Si nota come, rispetto alle fonti tradizionali di generazione elettrica, le fonti rinnovabili abbiano il vantaggio di contare su bassi prelievi di risorse, quindi più in linea con logiche sostenibili di produzione di energia elettrica.

Come dimostrano gli studi effettuati dal Wuppertal Institute, lo stesso indicatore calcolato per l'energia elettrica prodotta da carbone risulta pari a quasi un chilogrammo di risorse naturali necessarie a produrre un chilowattora.

La tabella 4.3 riporta, ancora, che un chilowattora da fonte fossile misura un MIPS 6 volte superiore a quello eolico; minore è, invece, lo scarto rispetto alla fonte gas naturale che risulta più "leggera" addirittura rispetto all'energia elettrica da fonte nucleare, rispettivamente 200 e 310 grammi. Sotto questo profilo, il metodo basato sulle esternalità, intese come consumo di materiali, fornisce un sostanziale riscontro confermativo a quelli basati sulla monetizzazione degli effetti esterni.

Tabella 4.3 - Valori dell'indice MIPS per alcune fonti di generazione elettrica (kg/kWh)

fonte energetica	MIPS
carbone	0,97
elettricità importata	0,41
gas naturale	0,2
petrolio	0,32
idroelettrico	0,11
nucleare	0,31

Fonte: Wuppertal Institute, 1999

Capitolo 5

Interventi delle imprese sul territorio

5.1 Introduzione

Nel presente capitolo l'Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili (APER) presenta, per le diverse tecnologie di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, alcuni casi di investimento (*case-history*) al fine di mostrare il *cammino* percorso da un investitore, dal momento dell'ideazione del progetto fino alla sua realizzazione e successiva gestione.

In particolare si è dato risalto alla definizione e comparazione di grandezze tipiche dei progetti nel campo delle fonti energetiche rinnovabili in Italia (tempi di attuazione, i costi, le barriere e le possibilità di successo dell'investimento), evidenziando le particolari difficoltà che oggi incontra chi fa parte del settore.

Grazie alla fattiva collaborazione di diversi associati APER sono state in particolare studiate, con vari esempi, le seguenti tecnologie per la produzione di energia:

- idroelettrico ad acqua fluente o SHP (Small Hydro Power);
- eolico;
- produzione di biogas;
- utilizzo energetico di biomassa.

Per ognuna di esse sono state analizzate le fasi principali e i relativi i passi effettuati dall'investitore:

- progettazione;
- costruzione;
- iter autorizzativo;
- ricerca del consenso locale;
- gestione.

Particolare attenzione è stata inoltre posta, in ogni fase dell'intervento, al monitoraggio delle tempistiche realizzative, dei costi imputabili e delle barriere incontrate o dei parametri di successo. Infine, tramite una griglia di valutazione comparata, i dati così raccolti sono stati raggruppati e resi omogenei con lo scopo di mettere a confronto le differenti tecnologie nelle diverse fasi. Seguendo quindi gli stessi passi percorsi da un investitore si tenterà nel seguito di dare una panoramica sul mercato odierno delle fonti rinnovabili estremamente chiara e realistica.

5.2 Progettazione di impianti

5.2.1 Idroelettrico ad acqua fluente

Descrizione

Il principio su cui si basano le centrali idroelettriche è quello della trasformazione dell'energia potenziale, posseduta da una massa di acqua in energia meccanica e successivamente in energia elettrica.

Il processo di trasformazione dell'energia potenziale in energia meccanica (e successivamente elettrica) parte dalla fase di *derivazione delle acque* per mezzo di apposite *opere di presa in alveo*, che convogliano la massa d'acqua raccolta in una vasca di carico avente il duplice scopo di costituire un *polmone* di accumulo dell'acqua, e al tempo stesso, di creare una *zona di calma* che permetta a parti in sospensione di depositarsi.

A valle di ciò la massa d'acqua attraversa una griglia di trattenimento di materiali (residui solidi, rifiuti, alghe ecc.) e viene convogliata, in pressione, per mezzo di apposite *condutture alle turbine idrauliche*; la massa d'acqua che transita al loro interno trasforma il potenziale dell'acqua in potenza meccanica all'asse della turbina ove, mediante un accoppiamento ad un alternatore elettrico, la potenza meccanica è trasformata in potenza elettrica.

GLOSSARIO IDROELETTRICO

Bacino idrografico

Porzione di territorio [km²], dal fondovalle alle cime spartiacque, che contribuisce a formare i deflussi sotterranei e superficiali che alimentano il corso d'acqua nella sezione di riferimento. Le precipitazioni che cadono su tale territorio si trasformano, salvo le portate non derivabili o non intercettabili dall'opera di presa, in portate d'acqua che seguendo le linee di massima pendenza del terreno giungono a fondovalle e determinano la disponibilità idrica in un dato punto.

Deflusso Minimo Vitale (DMV)

È una grandezza definita come la portata minima da mantenere in un corso d'acqua naturale affinché possa essere garantita la salvaguardia a lungo termine delle strutture naturali dello stesso e la presenza di una biocenosi corrispondente alle condizioni naturali.

L'applicazione del DMV costituisce pertanto uno degli strumenti principali attraverso il quale valutare i prelievi in modo tale da non compromettere la naturalità del corso d'acqua nelle sue componenti qualitative e quantitative, permettendo quindi di perseguire la finalità della salvaguardia delle risorse idriche nell'ambito della loro gestione.

La definizione quantitativa del DMV da rilasciare a valle dell'opera di presa può essere effettuata tramite:

- metodi idrologici: basati su dati statistici e formule empiriche;
- metodi idrobiologici: basati su studi approfonditi di specie bersaglio e loro inserimento nell'habitat specifico in studio.

Attualmente diverse Autorità di Bacino e Regioni stanno definendo formule di calcolo del DMV, le prime fornendo i criteri generali, le seconde dettagliando le formule nel proprio contesto territoriale.

In particolare i Piani di Tutela delle Acque (PTA), la cui adozione da parte delle Regioni (termine previsto entro il 31/12/2004) non è stata ancora completata, stanno introducendo formule di calcolo da applicare alle nuove concessioni idroelettriche e gradualmente anche a quelle esistenti per raggiungere differenti obiettivi di quantità e qualità delle acque entro il 2008 e 2016.

Impianti non regolabili

Ricadono in questa categoria gli impianti idroelettrici analizzati nel presente studio. Essi possono essere:

- impianti ad acqua fluente: non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata utilizzata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua e la produzione di energia elettrica è funzione del regime naturale del corso d'acqua;
- impianti inseriti in sistemi idrici: un'alternativa alla dissipazione di energia attuata attraverso apposite valvole in molti schemi idrici consiste nell'inserimento di una turbina per la produzione di energia elettrica. A fronte di interventi minimi sul sistema idrico esistente, questo consente un interessante recupero energetico in sistemi di canali di bonifica, acquedotti, circuiti di raffreddamento di condensatori, e sistemi idrici vari.

Impianti regolabili

Impianti a serbatoio o bacino: sono provvisti di una capacità di invaso che ha lo scopo di modificare il regime delle portate utilizzabili dall'impianto. L'entità della regolazione è connessa alla capacità di accumulo del serbatoio e quindi alla durata di invaso (cioè il tempo necessario per fornire al serbatoio stesso un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua dei corsi d'acqua che vi si riversano):

- serbatoi di regolazione stagionale: con durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- bacini di modulazione settimanale o giornaliera: con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore.

Impianti di accumulo mediante pompaggio: realizzati laddove la disponibilità naturale di acqua è scarsa ovvero laddove vi sia la possibilità di costruire dei serbatoi, sono costituiti da due serbatoi a quote differenti, collegati mediante i manufatti tipici di un impianto idroelettrico. Nelle ore diurne di maggior richiesta dell'utenza (ore di punta), l'acqua immagazzinata nel serbatoio superiore è usata per la produzione di energia elettrica; nelle ore di minor richiesta (ore notturne), la stessa viene risolledata al serbatoio superiore mediante l'impiego inverso delle turbine come pompe.

Potenza estraibile

La potenza ottenibile da una turbina idraulica è espressa dalla seguente formula:

$$P = \eta g Q H$$

dove:

P = potenza [kW]

η = rendimento globale dell'impianto [-]

g = accelerazione di gravità [9,8 m/s²]

Q = portata [m³/s]

H = salto [m]

Nei moderni impianti idroelettrici il rendimento varia tra l'80% e il 90%.

Producibilità dell'impianto

La producibilità media annua di un impianto idroelettrico varia, a parità di potenza installata, con le caratteristiche dell'impianto ed il tipo di corso d'acqua sfruttato. Un impianto regolato ha per sua conformazione e finalità quella di accumulare le acque nei momenti di maggior afflusso per poterla gradualmente sfruttare anche quando l'apporto naturale sia minimo; tali impianti sono in grado di funzionare a 8.000 ore all'anno.

Rendimento

Il rendimento globale dell'impianto indica la percentuale di potenza effettivamente immessa in rete rispetto al potenziale tecnico dell'impianto per tener conto delle perdite della turbina, del generatore, del trasformatore e del moltiplicatore di giri.

Dal punto di vista della classificazione degli impianti idroelettrici non esiste uno standard comune a livello europeo, anche se nella categoria *piccolo idroelettrico* prevale la presenza di impianti con potenza fino a 10.000 kW.

In Italia l'idroelettrico di piccola taglia ha incontrato, nei diversi momenti dettati dalla normativa in vigore al tempo, differenti classificazioni: dalla potenza di 220 kW, alla potenza di concessione fino a 3.000 kW, in linea con la taglia presa a riferimento dall'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas (AEEG) per la determinazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta in alcune sue precedenti delibere.

Scheda Progettazione

Nella fase di progettazione si definiscono tutti i componenti di un impianto idroelettrico così come descritti sopra, inserendoli nel contesto dell'alveo individuato.

I tempi ed i costi richiesti dalla progettazione esecutiva sono solitamente standard per questo genere di impianto: 12 mesi di progettazione per una spesa che può variare intorno al 4-5% del costo di investimento. Le difficoltà che si incontrano in questa fase sono essenzialmente dovute a modifiche e varianti progettuali richieste dall'autorità pubblica, anche se, nei casi da noi studiati, non si è mai trattato di grosse barriere che abbiano comportato aumenti di spesa e allungamenti di tempo significativi.

La Tabella 5.1 riassume sinteticamente i principali parametri pertinenti con tale fase.

Tabella 5.1 - Impianto idroelettrico ad acqua fluente – Parametri della fase di progettazione

Tecnologia	Idroelettrico ad acqua fluente
Tempi di progettazione	12 mesi
Valore dell'investimento unitario	1.400-2.300 €/kW
Costo di progettazione	≈ 4-5% costo investimento
Parametri	sono stati studiati impianti con un potenza installata compresa tra 800 e 1.850 kW la cui producibilità media annua è tra 3.700 e 7.800 MWh

5.2.2 Eolico

Descrizione

La tecnologia eolica si può considerare oggi una tecnologia *commercialmente competitiva* con quelle basate sulle fonti fossili, con turbine eoliche di varie taglie disponibili sul mercato, sicure e tecnologicamente affidabili e con processi di progettazione standardizzati. Il settore eolico ha conosciuto negli ultimi venti anni uno sviluppo impressionante: installazioni per 18.000 MW in Germania e per 8.000 MW in Spagna parlano di un ambito che, a livello europeo in particolare, ha visto letteralmente affermarsi un intero settore industriale.

La tecnologia sviluppata si basa sul principio di trasformazione dell'energia cinetica della massa d'aria in movimento a una data velocità in energia meccanica (e successivamente elettrica) per mezzo di turbine, dette aerogeneratori, che rispondono alla seguente legge fisica:

$$P = 0,593 \rho \frac{1}{2} \pi (d^2/4) v^3 \eta$$

Dove:

- P = potenza estraibile dalla massa d'aria, di densità ρ [kg/m³], in movimento alla velocità v;
- 0,593 = Costante di Betz che esprime la massima potenza teoricamente estraibile dalla massa d'aria in movimento;
- d = diametro del cerchio descritto dal movimento rotatorio delle pale attorno all'asse;
- η = rendimento della specifica macchina.

La formula sopra riportata evidenzia una serie di aspetti caratteristici delle turbine eoliche:

- la potenza ottenibile da un aerogeneratori dipende dall'*area spazzata* espressa dalla formula $\pi (d^2/4)$, quindi dalla lunghezza delle pale;
- la potenza estraibile dipende dal cubo della velocità della massa d'aria intercettata dall'area spazzata.

Attualmente sono disponibili diverse taglie tipicamente variabili tra 850 kW e 2 MW per installazioni su terra (on-shore) e che possono raggiungere e superare 3 MW per installazioni in mare (off-shore).

In Italia al 2004 sono stati installati impianti eolici per una potenza complessiva di circa 1.260 MW ed una produzione annua di energia elettrica attorno ai 1,8 TWh. La dimensione dei parchi eolici italiani è compresa tra poco meno di 1 MW e circa 40 MW.

Gli impianti si concentrano prevalentemente nell'Italia meridionale, con predominanza in Campania, Puglia, Sicilia e Sardegna. Circa il 90% delle macchine si trova in zone montuose ad altezze variabili tra 600 e 700 m sul livello del mare. I programmi nazionali di sviluppo dell'eolico (Libro Bianco e Verde) puntano alla realizzazione di 3.000 MW entro il 2010.

GLOSSARIO EOLICO

Rendimento degli aerogeneratori

Il rendimento delle macchine eoliche dipende dalla *intensità del vento*: a parità di diametro delle pale, con l'aumento della velocità del vento, la potenza teoricamente estraibile aumenta in modo più che proporzionale (andamento con il cubo della velocità).

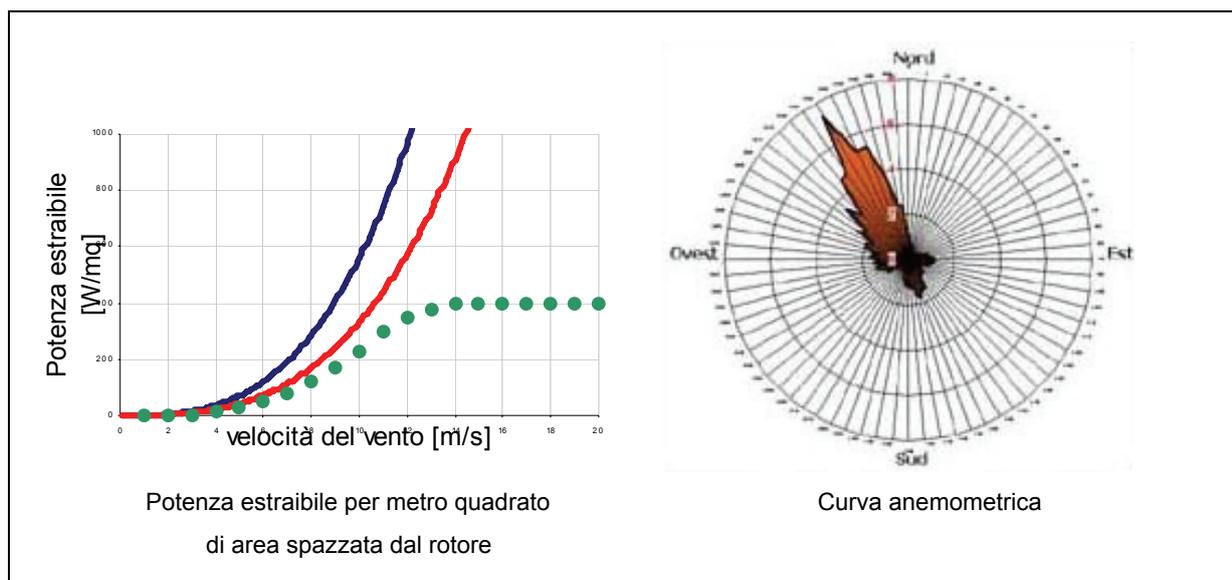
Pertanto, prima di decidere l'installazione di un impianto eolico è indispensabile un'accurata conoscenza delle caratteristiche del vento nel sito in cui si intendono installare gli aerogeneratori.

Tali conoscenze si ottengono realizzando preventivamente un accurato studio anemologico (cioè della frequenza, della velocità, della durata e della direzione del vento).

L'intensità del vento dipende dalle caratteristiche orografiche del terreno. Un primo elemento è la rugosità del suolo: in pianura o al mare il vento spira con intensità maggiore che in campagna o nelle città. Un altro è in funzione dell'altezza dal suolo: più ci si alza, maggiore è la velocità del vento.

Le macchine eoliche funzionano entro parametri minimi e massimi della velocità del vento. In linea generale:

- possono essere avviati con vento variabile da 2 a 4 m/s (*velocità di cut-in*);
- quando il vento raggiunge velocità di 10-14 m/s (*velocità di taglio o nominale*), entra in funzione un dispositivo di controllo della potenza;
- vengono messe fuori servizio quando la velocità del vento supera i 20-25 m/s (*velocità di cut-off*).



Scheda Progettazione

La fase di progettazione comprende innanzitutto la scelta del sito; esso deve essere potenzialmente adatto allo sviluppo di un progetto necessariamente tenendo conto di diversi aspetti quali:

- l'orografia del terreno;
- l'accessibilità al sito;
- la distanza dalle più vicine linee di trasmissione di energia elettrica;
- la classificazione del sito in termini di destinazione d'uso del terreno interessato;
- la presenza di aree di particolare interesse quali aree Parco, aree SIC (Siti di Interesse Comunitario) o aree ZPS (Zone a Protezione Speciale);
- la presenza di particolari vincoli quali quello idrogeologico o paesaggistico, o architettonico ecc.

La seconda fase è costituita dallo studio dei dati anemometrici raccolti sul sito durante almeno un anno di rilievi e, laddove possibile, per mezzo di *correlazione dei dati* con stazioni di rilievo della velocità del vento poste in prossimità. Tale studio deve mirare all'eliminazione dei dati spuri e alla loro classificazione, al fine di disporre di una sufficiente statistica atta a elaborare la *velocità media* annua del vento nel sito e le direzioni prevalenti.

Successivamente si passa alla stesura di un progetto preliminare e successivamente definitivo, volti ad individuare la localizzazione, il numero ed il tipo di turbine eoliche da installare nel parco eolico e, soprattutto, il loro posizionamento (micro-siting).

Considerando che i dati anemometrici vengono raccolti solitamente per un periodo minimo di 12 mesi, la progettazione può richiedere complessivamente 16 mesi dalla scelta del sito all'inizio delle misurazioni eoliche fino alla definizione del layout di massima del progetto eolico. Tale fase comporta un costo pari al 4% del costo d'investimento.

Le barriere incontrate in questa fase sono di tipo tecnico e di tipo amministrativo. Dal punto di vista tecnico possono esserci problemi durante la campagna di misurazione anemometrica legati alla gestione degli strumenti (malfunzionamenti, formazione di ghiaccio ecc.), che influiscono sulla validazione dei dati e che potrebbero richiedere un allungamento dei tempi di misura. Dal punto di vista amministrativo le difficoltà risiedono invece nelle norme che regolano la localizzazione dei parchi eolici e nelle autorità interessate dal processo autorizzativo (vedi di seguito), oltreché sulle ricerche dei titolari dei terreni interessati dal parco in fase di progettazione.

La Tabella 5.2 riassume i principali parametri pertinenti con tale fase.

Tabella 5.2 - Impianto eolico – Parametri della fase di progettazione

Tecnologia	Eolico
Tempi di progettazione	16 mesi
Valore dell'investimento unitario	900-1.200 €/kW
Costo di progettazione	≈ 4% costo investimento
Parametri	Sono stati studiati alcuni parchi eolici localizzati in Italia meridionale composti in media da una quindicina di aerogeneratori di potenza unitaria variabile tra 850 e 1.000 kW, per una potenza totale del parco eolico compresa tra 10 e 15 MW ed una producibilità attesa annua tra 20.000 e 32.000 MWh

5.2.3 Produzione di biogas

Descrizione

La legislazione europea più recente prevede l'utilizzo dei rifiuti per la produzione di energia elettrica nell'ambito di una precisa classificazione dell'impiego dei rifiuti stessi, classificazione che prevede tra l'altro la selezione, il riciclo e il riutilizzo delle sostanze definite rifiuti, l'impiego a fini energetici e il conferimento in apposite discariche, una volta resi inerti. In particolare la direttiva europea 77/2001/CE annovera tra le fonti rinnovabili anche *la frazione organica dei rifiuti*: i rifiuti diventano quindi un combustibile atto a produrre energia elettrica (e termica) definita rinnovabile.

L'Italia estende la valenza rinnovabile al rifiuto così come conferito al termovalorizzatore (e non solo quindi la sua parte organica).

Il CDR (Combustibile Derivato da Rifiuti) è costituito da miscele eterogenee, più o meno costanti, che sono il risultato di una trasformazione del rifiuto iniziale in un prodotto diverso avente caratteristiche più idonee alla combustione, come per es. il maggiore potere calorifico, così da essere considerato un valido sostituto dei combustibili tradizionali.

La combustione del CDR costituisce così, nell'insieme dei trattamenti dei rifiuti, un'alternativa alla termovalorizzazione del rifiuto tal quale e al conferimento in discarica.

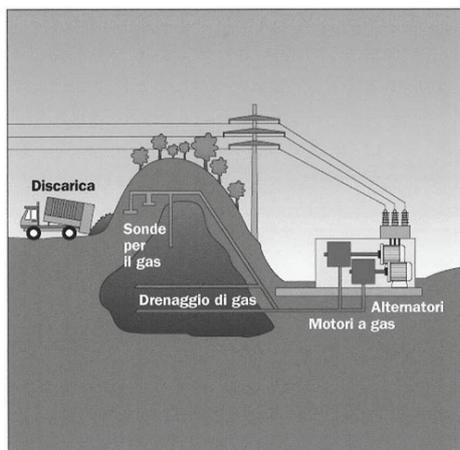
Il biogas è un prodotto che deriva da un processo di digestione anaerobica (cioè in assenza di ossigeno o con scarsa presenza di esso) attuato da microrganismi (enzimi, funghi ecc.) contenuti nei prodotti vegetali che, mentre provvedono a demolire le sostanze complesse ivi contenute (quali lipidi, protidi, glucidi), producono tale biogas costituito in prevalenza (50-70%) da metano e per la restante parte da CO₂.

L'alto tenore di metano fa sì che il biogas abbia un elevato potere calorifico (in proporzione al metano contenuto) che lo rende utilizzabile, opportunamente depurato ed essiccato, come combustibile per riscaldamento, trazione o produzione di energia elettrica.

Sono stati esaminati, nel presente studio, solamente impianti che sfruttano il biogas generato dalla fermentazione anaerobica di rifiuti solidi urbani in discarica controllata.

In Italia il biogas è prelevato prevalentemente da discariche attrezzate, con il grande beneficio di ridurre l'emissione in atmosfera di CH_4 , che è un gas ad effetto serra con un effetto circa sette volte superiore a quello della CO_2 . Poiché per legge (DLgs 36/2003) tale gas non può essere rilasciato in atmosfera ma deve essere opportunamente captato e bruciato in torcia, il suo impiego alternativo tramite conversione in energia meccanica o elettrica rappresenta una pratica di efficientamento del processo.

Figura 5.1 - Schema di impianto per la produzione di biogas da discarica



Fonte: Poweron

Al fine di stimare la producibilità della discarica, ossia la quantità di biogas teoricamente estraibile e quindi l'energia elettrica producibile, viene svolta l'analisi delle caratteristiche costruttive e gestionali della discarica (tonnellate di rifiuti conferite, distribuzione nel tempo, tipologia rifiuto, tipologia discarica), la valutazione della composizione del biogas e l'applicazione di un particolare modello matematico di calcolo e di simulazione.

Figura 5.2 - Grafico dei gas prodotti nel tempo in discarica

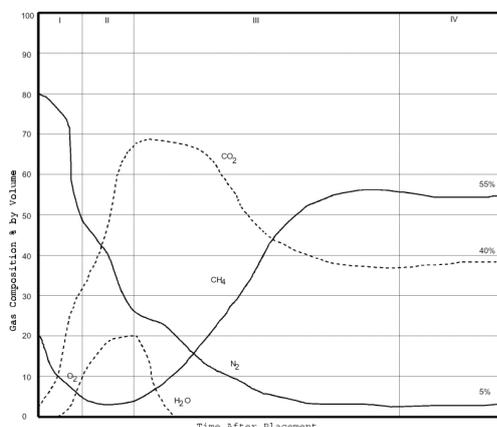
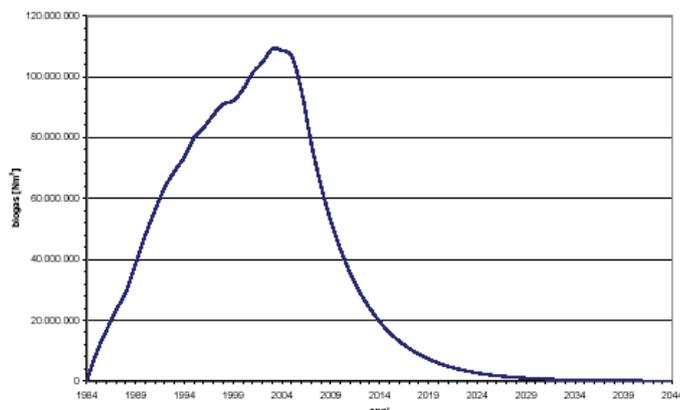


Figura 5.3 - Curva di producibilità di una discarica



I tempi ed i costi richiesti dalla fase di progettazione sono solitamente standard per questo genere di impianto: sono necessari circa 2 mesi di progettazione per una spesa che si aggira intorno al 10% del costo di investimento.

Dal punto di vista degli aspetti critici relativi a questa fase si annoverano il reperimento, dal gestore della discarica, dei dati sul conferimento dei rifiuti in discarica e sulle modalità di collettamento e disposizione degli stessi in discarica (grado di impermeabilizzazione mediante strati argillosi frapposti a strati di rifiuti, tasso di crescita del conferimento di rifiuti ecc.) ai fini della valutazione della curva di produzione del biogas.

Dati incompleti possono alterare in maniera sensibile la stima della produzione di biogas. La Tabella 5.3 riassume i principali parametri pertinenti con tale fase.

Tabella 5.3 - Impianto di produzione di biogas da discarica – Parametri della fase di progettazione

Tempi di progettazione	2 mesi
Valore dell'investimento unitario	1.700 €/kW
Costo di progettazione	≈ 10% costo investimento
Parametri	Sono stati studiati impianti con un potenza oscillante tra 500 e 3.000 kW la cui producibilità media annua è tra i 3.500 e 12.500 MWh

5.2.4 Utilizzo energetico di biomassa

Le biomasse costituiscono un *accumulo* dell'energia irraggiata dal sole; per mezzo di essa, infatti, il processo di fotosintesi converte la CO₂ presente in atmosfera in materia organica ricca di carbonio. La biomassa comunemente utilizzata a fini energetici è costituita da tutti i materiali organici che possono essere impiegati come combustibile ovvero trasformati a loro volta in combustibile attraverso processi che impiegano metodi biochimici (digestione anaerobica, fermentazione alcolica, digestione aerobica) o metodi termochimici (combustione diretta, gassificazione, pirolisi, carbonizzazione, estrazione di oli vegetali).

I processi di conversione biochimica producono energia per effetto di reazioni chimiche *innescate* da condizioni ambientali particolari (umidità superiore al 30% e rapporto carbonio/azoto inferiore a 30) nonché dalla presenza di enzimi, funghi e altri microrganismi. Alcune biomasse tipicamente impiegate con questi processi sono: reflui zootecnici, scarti di lavorazione, componente immagazzinati in discariche controllate, sottoprodotti di alcune colture quali patata, barbabietola da zucchero ecc.

I processi di conversione termochimica si basano sull'azione del calore per attivare le reazioni chimiche che permettono l'ottenimento di energia; tali processi si applicano in presenza di composti con umidità inferiore al 30% e rapporto carbonio/azoto superiore a 30. Alcune biomasse tipicamente impiegate con questi processi sono: *legna e tutti i suoi derivati, scarti di lavorazione quali lolla, pula, gusci, noccioli, sansa ecc. e sottoprodotti colturali quali paglia, residui di potatura ecc.*

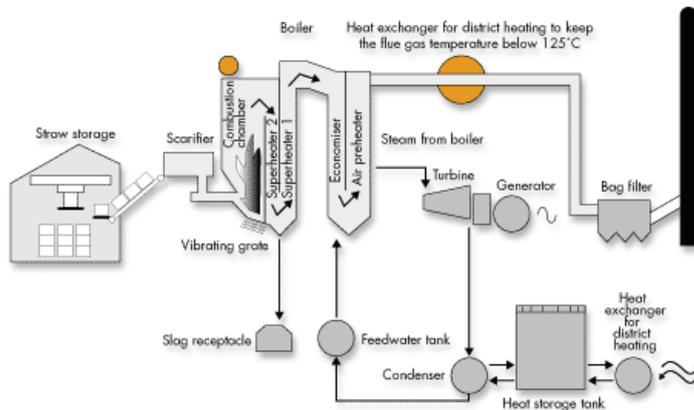
È importante sottolineare ancora una volta che il processo di conversione termochimica non comporta aumento del tasso di anidride carbonica in atmosfera, contribuendo così efficacemente agli impegni assunti dall'Unione Europea a Kyoto; infatti, pur producendosi CO₂ durante il processo di combustione delle biomasse, viene liberata in atmosfera la stessa quantità di anidride carbonica che è stata assorbita durante il processo di crescita delle biomasse vegetali mediante fotosintesi. Il processo è ciclico e pertanto l'immissione netta nell'ambiente risulta essere nulla.

Nel presente studio sono stati presi in esame impianti che sfruttano un *processo di conversione termochimica* per ottenere dalle biomasse legnose energia termica, impiegata per riscaldamento e/o per la produzione di energia elettrica.

Figura 5.4 - Impianto di produzione di biogas da discarica (Tirano – Sondrio)



Figura 5.5 - Schema di impianto per la produzione di biogas da discarica



Fonte: Caddet/CHP

Preparazione della biomassa

Durante le fasi di raccolta e preparazione, la biomassa può essere trattata mediante un preliminare processo di essiccamento che riduce il contenuto umidità del 30% rispetto al contenuto originario.

È possibile ottenere l'ulteriore riduzione del 15% utilizzando il calore residuo dei fumi di combustione, inviandoli nella sezione di stoccaggio.

Il potere calorifico del materiale così pretrattato può essere portato sino a valori ottimali per la combustione, intorno a 4.000 kcal/kg.

Fasi della produzione

La biomassa viene alimentata per mezzo di nastri ad una tramoggia di carico, tramite la quale la biomassa (generalmente cippato ma anche *pellets* o altre pezzature) confluisce ad una griglia mobile dove avviene la combustione.

Sotto la griglia viene insufflata l'aria primaria strettamente necessaria alla combustione, mentre sopra la griglia viene insufflata l'aria secondaria che assolve a due compiti:

- il primo è quello di permettere il completamento della stessa combustione;
- il secondo è il raffreddamento delle pareti e dei fumi in camera di post-combustione.

Per migliorare l'effetto turbolenza e controllare meglio le temperature in camera di post-combustione, che potrebbero portare a delle fusioni delle ceneri, vengono inoltre insufflati i gas di ricircolo prelevati a valle del sistema di filtrazione.

I gas di ricircolo possono essere anche insufflati sotto griglia per sfruttare il loro calore ed essiccare il combustibile. In questo modo risulta più semplice controllare il contenuto di ossigeno nei fumi di combustione.

Al fine di eliminare di ottimizzare la combustione, la griglia viene generalmente divisa in due o più zone a velocità variabile. Analogamente il sottogriglia è diviso in tramogge dove viene insufflata l'aria primaria e gli eventuali gas di ricircolo in percentuali e quantità diverse.

Le scorie e le ceneri vengono portate dai bardotti (parti della griglia mobile) al fondo della griglia e scaricati in apposite tramogge; le ceneri, generalmente, vengono trasportate nella zona di stoccaggio tramite un trasporto a catena a bagno d'acqua, che ha sia lo scopo di spegnere le parti ancora incendiate o incandescenti che cadono dalla griglia sia quello di realizzare la tenuta idraulica alla camera di combustione che è in depressione.

A corredo della griglia si rende necessario predisporre un sistema di distribuzione dell'aria comburente ed un sistema di raccolta degli incombusti (ceneri).

I fumi originati dalla combustione della biomassa confluiscono nella caldaia o generatore di vapore, dove l'acqua alimentata alla caldaia, attraverso l'apporto termico dei fumi caldi, si trasforma in vapore surriscaldato. Il vapore prodotto in caldaia, tenuta in considerazione l'efficienza del processo di scambio termico, si presenta nelle condizioni di pressione e temperatura pertinenti all'impiego necessario (produzione di energia elettrica, produzione di vapore e/o acqua surriscaldata o calda per impieghi civili o industriali, produzione combinata di calore ed elettricità).

L'acqua alimentata in caldaia, che si trasformerà in vapore surriscaldato da destinarsi alla turbina (si rammenta a questo proposito che il circuito acqua-vapore è un circuito chiuso, a meno di perdite di limitata entità) deve essere precedentemente demineralizzata e deossigenata nelle opportune sezioni di trattamento dell'acqua, previste per preservare i componenti da attacchi calcarei, corrosione ecc. A tale scopo si prevede che l'impianto sia corredato dalla sezione di trattamento dell'acqua di alimento della caldaia e di degasatore.

Fatta salva la quota di fumi utilizzata per l'essiccamento, i fumi uscenti dal generatore di vapore sono trattati nell'apposita sezione trattamento fumi al fine di abbattere le polveri trascinate prima di essere inviati al camino. Le ceneri raccolte nelle tramogge sono opportunamente convogliate ai siti di stoccaggio.

Il vapore surriscaldato viene immesso nella turbina, dove si espande e in accoppiamento al generatore elettrico, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. Successivamente, il vapore espanso viene condensato nel condensatore e reimesso nel ciclo termico, previo passaggio nel degasatore termofisico. Il buon funzionamento dell'impianto è assicurato dal sistema di regolazione e controllo, che gestisce la regolazione in continuo dell'impianto, i casi di avaria, i blocchi d'impianto, i riavviamenti.

Scheda Progettazione

La fase di progettazione di un impianto a biomasse richiede in media 12 mesi ed incide sul 5% del costo d'investimento. Le tecnologie utilizzate sono varie così come lo sono i possibili usi energetici delle biomasse, le loro applicazioni, le tipologie di biomasse utilizzate e la loro disponibilità.

Durante la fase progettuale le difficoltà risiedono nella scelta e identificazione del combustibile da impiegare e nell'assicurare il necessario approvvigionamento: a seconda della taglia dell'impianto, l'area di approvvigionamento potrà avere un'estensione locale o territorialmente più vasta. In tale fase si verificano le condizioni per la stesura di contratti per

la fornitura di biomasse, che possono avere natura diversa in funzione dell'estensione territoriale del bacino di raccolta. Parallelamente con la scelta del combustibile si definisce, in tale fase, la scelta della tecnologia da impiegarsi più adatta a rispondere alle esigenze del committente.

Una seconda difficoltà attiene alla programmazione e logistica del trasporto del combustibile alla centrale a biomassa: in relazione alla tipologia di combustibile impiegato e alla potenza installata della centrale dovranno essere verificate le condizioni di accesso al sito della centrale da parte dei vettori di trasporto (autotreni, altro) nonché dovrà essere gestita, in funzione del trasporto, l'area di stoccaggio del materiale.

Tabella 5.4 - Impianto a biomassa – Parametri della fase di progettazione

Tempi di progettazione	12 mesi
Valore dell'investimento unitario	1.200 -2.200 €/kW
Costo di progettazione	≈ 5% costo investimento
Parametri	Sono stati studiati impianti con un potenza oscillante tra 5 MW ed i 18 MW la cui producibilità media annua varia tra i 34.000 MWh ed i 140.000 MWh

Tabella 5.5 - Fase di progettazione – Sintesi dei parametri di confronto fra impianti alimentati da fonti rinnovabili

	Idroelettrico	Eolico	Biogas	Biomasse
Potenza installata (MW)	0,8-1,85	10-15	0,5-3	5-18
Producibilità attesa annua (MWh/a)	3.700-7.800	20.000-32.000	3.500-12.500	34.000-140.000
Producibilità specifica (MWh/MW)	4.200-4.600	2.000-2.100	4.000-7.000	6.800-7.700
Investimento unitario (€/kW)	1.400-2.300	900-1.200	1.700	1.200-2.200
Costo (%costo invest.)	≈ 4-5%	≈ 4%	≈ 10%	≈ 5%
Tempo richiesto (mesi)	12	16	2	12

Tabella 5.6 - Fase di progettazione – Difficoltà riscontrate

Idroelettrico	Possibili modifiche e varianti progettuali richieste dalle autorità pubbliche.
Eolico	Dal punto di vista tecnico possibili problemi durante la campagna di misurazione anemometrica legati alla gestione degli strumenti (malfunzionamenti, formazione di ghiaccio, etc.), che influiscono sulla validazione dei dati. Dal punto di vista amministrativo difficoltà sulle norme per la localizzazione dei parchi eolici, sulle ricerche dei titolari dei terreni.
Biogas	Reperimento, da parte del gestore della discarica, dei dati sul conferimento dei rifiuti e sulle modalità di collettamento e disposizione degli stessi in discarica.
Biomasse	Scelta e identificazione del combustibile da impiegare e il necessario approvvigionamento. Programmazione e logistica del trasporto del combustibile alla centrale e dello stoccaggio.

5.3 Costruzione di impianti

5.3.1 Idroelettrico ad acqua fluente

Questa fase può durare 10-15 mesi, prevede costi pari al 90% del costo d'investimento per impianti la cui vita attesa è di 30, pari cioè alla durata della concessione.

Analizzando le diverse componenti dei costi di costruzione (opere civili, opere elettromeccaniche, connessione alla rete, gruppo idroelettrico e accessori) si vede come le opere civili rappresentino sempre oltre il 50% dei costi di costruzione, seguite poi da opere elettromeccaniche, gruppo idroelettrico e accessori.

I costi di connessione alla rete possono essere invece molto variabili in funzione del tipo di tensione, della distanza della centrale dalla linea di distribuzione locale, dal tipo di linea di distribuzione. Nei casi studiati tali costi oscillavano dallo 0,3% al 6% dei costi di investimento.

Genericamente sono trascurabili, o quantomeno non sono quindi di grande impedimento e scarsamente incidenti sul costo totale, le difficoltà costruttive che si incontrano in corso d'opera salvo casi particolari, dovuti alla natura e conformazione del terreno.

COMPONENTI DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO AD ACQUA FLUENTE

Opere di sbarramento

Manufatti destinati ad intercettare il corso d'acqua nella località prescelta per la presa. Si hanno due tipologie che differiscono principalmente per le loro dimensioni: le dighe e le traverse.

Dighe

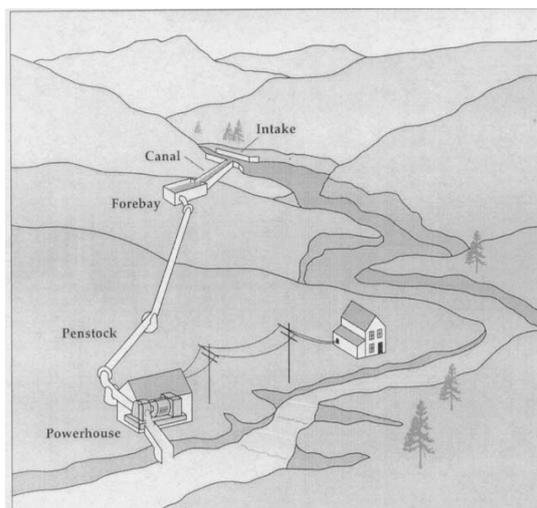
Opere di altezza superiore a 10 m che, oltre ad intercettare il corso d'acqua, creano un serbatoio utile ai fini della regolazione delle portate. Possono essere realizzate in calcestruzzo oppure in materiali sciolti.

Traverse

Opere di altezza massima generalmente non superiori a 10 m che intercettano il corso d'acqua e ne sopraelevano il livello a monte di quanto necessario per la captazione delle acque e comunque all'interno dei limiti dell'alveo del fiume. Possono essere del tipo fisso (in muratura o cemento armato) o mobile (parte fissa in muratura o cemento armato e paratoia rimovibile in acciaio) secondo la configurazione dell'alveo, delle portate massime del corso d'acqua e di quelle derivabili.

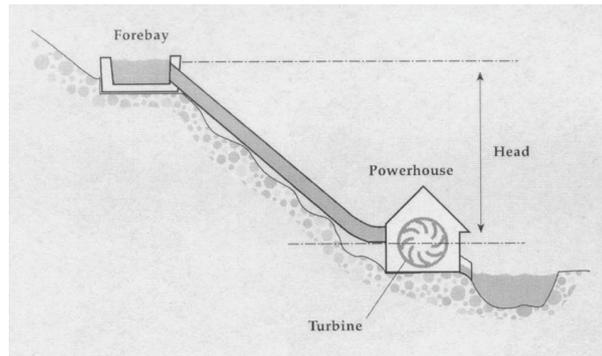
Opere di presa e derivazione

Consentono di trasportare l'acqua dallo sbarramento alla centrale. Sono costituite da un manufatto di presa dotato di griglie e di organi di intercettazione seguito da un condotto derivatore costituito da canale aperto o condotta in pressione.



Vasca di carico e pozzo piezometrico

Posti al termine della derivazione, costituiscono un serbatoio in grado di assorbire le eccedenze di portata creando un vaso di espansione tra la derivazione e la centrale, evitando conseguenze sugli impianti in caso di brusche variazioni della portata, anche per effetto di manovre sulle valvole. Si realizza una vasca di carico se la derivazione è a pelo libero, o un pozzo piezometrico se la derivazione è in pressione.

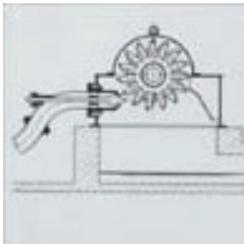


Edificio di centrale

Edificio in cui sono installati i gruppi di produzione di energia elettrica, le relative apparecchiature di protezione comando e controllo, nonché i servizi ausiliari. Può essere realizzato all'aperto con struttura sopra terra, seminterrata, sotterranea o in caverna.

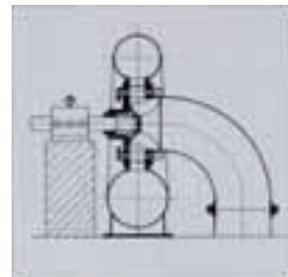
Turbine idrauliche

Dispositivi meccanici costituiti da un organo fisso (distributore con la funzione meccanica di indirizzo della portata) e da uno mobile (girante che comunica l'energia meccanica all'albero su cui è montata) che trasforma l'energia potenziale e cinetica dell'acqua in energia meccanica. 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.



- Pelton: turbine ad azione nelle quali uno o più ugelli (una turbina ad asse verticale può avere fino a sei ugelli, con una o due giranti) trasformano totalmente la pressione dell'acqua in energia cinetica. Sono usate per salti compresi nell'intervallo 50-1.300 m.
- Francis: turbine a reazione a flusso radiale con distributore a pale regolabili e girante a pale fisse, molto utilizzate per i medi salti (compresi nell'intervallo 10-350 m).

- Kaplan e ad elica: turbine a reazione a flusso assiale, utilizzate generalmente per bassi salti (2-20 m).



Moltiplicatori di velocità

Quando turbina e generatore non girano alla stessa velocità il moltiplicatore di giri innalza le rotazioni per minuto della turbina per consentire l'accoppiamento diretto con alternatori standard.

Generatore

Trasforma in energia elettrica l'energia meccanica (di rotazione) trasmessa dalla turbina. Attualmente si usano generatori a corrente alternata trifase e, in funzione della rete che si deve alimentare, si può scegliere tra alternatori sincroni (generano energia alla stessa frequenza ed angolo di fase della rete) o asincroni (ad induzione, senza possibilità di regolazione della tensione).

Quadri di controllo e di potenza

Posti tra i morsetti del generatore e la linea, sono dispositivi che controllano il funzionamento dell'impianto (messa in parallelo con la rete, stacco in caso di guasto ecc.) in modo che siano rispettate da parte del produttore i limiti di sicurezza per l'interfaccia con la rete pubblica. Il controllo si realizza mediante apparati che misurano tensione, intensità e frequenza della corrente in ognuna delle tre fasi, energia prodotta dal generatore, fattore di potenza e relativa energia reattiva.

Sistema di telecontrollo

Permette di gestire il funzionamento dell'impianto da remoto e senza presidio permanente di personale. Normalmente presente negli impianti di piccola taglia.

Trasformatore

Posto tra la centrale e la rete elettrica, ha la funzione di innalzare la tensione della corrente in uscita dall'alternatore per portarla a quella della linea elettrica cui l'impianto è collegato.

Organi di scarico

Manufatti che consentono la restituzione dell'acqua utilizzata dall'impianto nell'alveo. Possono essere costituiti da canali a pelo libero o da condotte in pressione.

Tabella 5.7 - Impianto idroelettrico ad acqua fluente – Parametri della fase di costruzione

Tempi di costruzione	10-15 mesi
Investimento unitario	1.400-2.300 €/kW
Costo di progettazione	≈ 90% costo investimento
Vita utile attesa	La vita utile attesa per impianti di questo tipo può ritenersi di circa 30 anni

5.3.2 Eolico

La costruzione di un parco eolico richiede poco tempo, circa di 10 mesi nei casi considerati, e prevede costi pari all'85% del costo d'investimento. La maggior parte del tempo di costruzione viene speso per la realizzazione delle fondazioni mentre l'installazione degli aerogeneratori richiede poche settimane.

Frequenti barriere si possono incontrare in questa fase, spesso legate a incertezze normative, che generano problemi di relazione tra imprenditore e pubblica amministrazione o tra imprenditore e comunità locale.

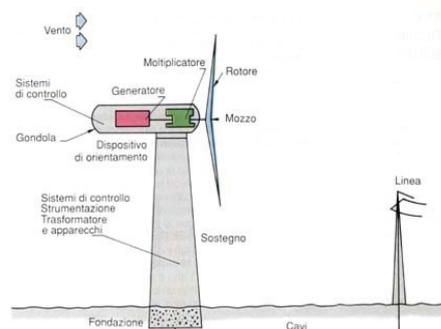
Altre barriere possono riguardare l'accessibilità del sito (la rete viaria di accesso alle aree prescelte per il parco eolico, ad esempio, ha talvolta allungato i tempi di realizzazione di alcuni parchi eolici), oppure la realizzazione delle opere di connessione alla rete elettrica, che seguono un iter a sé (almeno fino all'adozione del decreto legislativo 387/2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità").

La vita media di un impianto eolico oscilla tra i 15 ed i 20 anni.

COMPONENTI DI UN IMPIANTO EOLICO

Un impianto eolico di dimensioni industriali è costituito da una o più macchine (*aerogeneratori*) poste ad adeguata distanza le une dalle altre, in modo da non interferire tra loro dal punto di vista aerodinamico, disposte sul territorio (su file, a gruppi) secondo un disegno funzionale all'esposizione del vento e all'impatto visivo. Gli aerogeneratori sono collegati, mediante cavi interrati alla rete di trasmissione presso cui viene realizzato il punto di consegna dell'energia.

Le macchine eoliche, al di là delle particolarità dei modelli e degli sviluppi tecnologici apportati dalle diverse aziende costruttrici, funzionano con la forza del vento, che aziona le *pale della macchina* (in numero da uno a tre) fissate su di un *mozzo*. L'insieme delle pale e del mozzo costituisce il *rotore*. Il mozzo, a sua volta, è collegato ad un primo albero (detto *albero lento*) che ruota alla stessa velocità impressa dal vento al rotore.



Schema di aerogeneratore e di un impianto eolico

L'albero lento è collegato ad un *moltiplicatore di giri*, da cui si diparte un *albero veloce* che ruota con una velocità maggiore (data dal prodotto di quella dell'albero lento per il moltiplicatore di giri). Sull'albero veloce si trova il *generatore elettrico* che produce l'energia elettrica convogliata dai cavi alla rete. Tutti questi elementi sono ubicati in una cabina detta *navicella o gondola*, la quale a sua volta è posizionata su di un supporto-cuscinetto, che si orienta in base alla direzione del vento.

La navicella è completata da un sistema di *controllo di potenza* e da uno di *controllo dell'imbardata*. Il primo ha il duplice scopo di regolare la potenza in funzione della velocità istantanea del vento (così da far funzionare la turbina il più possibile vicino alla sua potenza nominale) e di interrompere il funzionamento della macchina in caso di vento eccessivo.

Il secondo invece consiste in un controllo continuo del parallelismo tra l'asse della macchina e la direzione del vento. L'intera navicella è posta su di una *torre a traliccio o tubolare conica*, ancorata al terreno tramite un'opportuna fondazione in calcestruzzo armato.

Tabella 5.8 - Impianto eolico – Parametri della fase di costruzione

Tempi di costruzione	10 mesi
Valore dell'investimento unitario	900-1.200 €/kW
Costo di progettazione	≈ 85% costo investimento
Vita utile attesa	La vita utile attesa per impianti di questo tipo varia attorno a 15-20 anni

5.3.3 Produzione di biogas

La costruzione dell'impianto consiste sinteticamente nella realizzazione dei pozzi di estrazione e delle tubazioni di trasporto del gas, nei lavori edili necessari per la posa delle stazioni di raggruppamento delle tubazioni, per la posa dei motori e dei depositi dell'olio lubrificante, e nella posa e messa in opera delle tubazioni

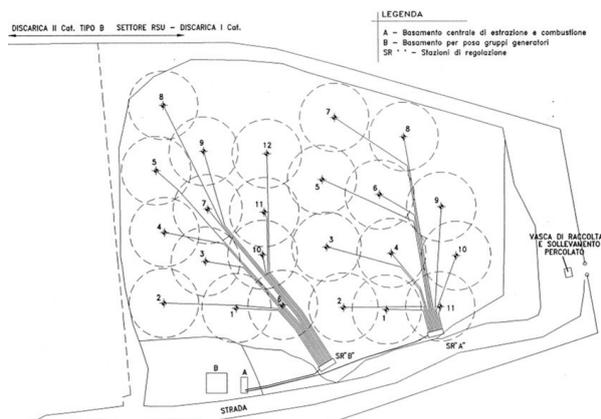
La costruzione di un impianto di valorizzazione del biogas richiede solitamente 6 mesi nei casi da noi studiati e incide per l'85% del costo d'investimento. Il costo maggiore è sempre rappresentato dal gruppo elettrogeno (43% del costo totale d'investimento) mentre opere civili (10%), opere elettromeccaniche (8,5%), sottostazione (15%) e la connessione alla rete (8,5%) rappresentano i costi minori.

Le difficoltà incontrate nella fase di progettazione sono state poche, e legate unicamente al trasporto dei macchinari, andando ad intervenire in una realtà già strutturata quale può essere una discarica.

COMPONENTI DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI BIOGAS DA RIFIUTI SOLIDI URBANI

Sezione di estrazione del biogas

Composto dai pozzi per l'estrazione del biogas, trivellati nella massa dei rifiuti, e dalle tubazioni di trasporto del gas stesso.



Sezione di aspirazione

Composta dal collettore di raggruppamento di tutte le linee di trasporto del biogas dai pozzi della discarica, dal sistema di purificazione del biogas mediante separazione della condensa e delle polveri, dal turboaspiratore che permette di aspirare il biogas dalla discarica e di comprimerlo per inviarlo ai gruppi elettrogeni.

Sezione di produzione d'energia

Composta dai gruppi elettrogeni, costituiti da motori a combustione interna a ciclo Otto.

alimentati con biogas, accoppiati a generatori sincroni trifase, oltre che da apparecchiature di trasformazione ed elevazione che trasformano la tensione dell'elettricità prodotta da bassa a media per il collegamento alla rete elettrica.

Torcia ad alta temperatura

Costituisce un dispositivo di protezione ambientale che entra in funzione in caso di mancato funzionamento dei gruppi elettrogeni bruciando il biogas così raccolto ed evitando che vada disperso in atmosfera o nel sottosuolo.





Sistema di analisi e di controllo

Permette il monitoraggio in continuo delle principali caratteristiche qualitative-quantitative del biogas estratto. È composto da un pilota automatico del sistema di combustione che esegue le operazioni di accensione e controllo del combustore, un misuratore di portata sulla linea di mandata ed un sistema di sicurezza con controllo dell'ossigeno che consente di evitare l'aspirazione di pericolose miscele esplosive e chiude il flusso in caso si attivino gli allarmi.

Tabella 5.9 - Impianto di produzione di biogas – Parametri fase costruzione

Tempi di costruzione	6 mesi
Valore dell'investimento unitario	1.700 €/kW
Costo di progettazione	≈ 85% costo investimento
Vita utile attesa	La vita utile attesa per impianti di questo tipo dipende dalla disponibilità di gas in discarica e può oscillare tra 8 e 12 anni

5.3.4 Utilizzo energetico di biomassa

La costruzione di un impianto a biomasse può richiedere da due fino a quasi tre anni, con costi oltre il 90% del costo d'investimento se l'impianto è di nuova costruzione, mentre se l'impianto è in conversione da combustibile tradizionale a biomasse tali tempi e costi si possono ridurre di un 20-30%.

L'80% del costo d'investimento viene coperto dal gruppo di generazione e dalle opere elettromeccaniche, mentre opere civili e connessione alla rete coprono rispettivamente il 9% ed il 5% del costo d'investimento.

COMPONENTI DI UN IMPIANTO A BIOMASSE LEGNOSE

- Zona dedicata al ricevimento, stoccaggio, cippatura e movimentazione del combustibile
- Sistema di alimentazione della biomassa alla tramoggia di carico
- Sistema di combustione a griglia o a letto fluido
- Sistema di distribuzione aria di combustione primaria e secondaria con relativi ventilatori
- Generatore di vapore a recupero
- Turbina
- Condensatore
- Pozzo caldo
- Torri di raffreddamento

- Pompe condensato
- Pompe circolazione acqua raffreddamento
- Degasatore
- Pompe acqua alimento caldaia
- Serbatoi spurghi
- Sistema dosaggio additivi
- Unità trattamento acqua
- Sistema di trattamento fumi provenienti dalla combustione
- Trattamento fumi (ventilatore fumi e camino)
- Sistema raccolta ceneri e sottogriglia
- Strumentazione
- Sistema di regolazione e controllo
- Pannelli di controllo locali
- Tubazioni di collegamento
- Condotti aria e fumi
- Sistema aria compressa
- Sistema lubrificazione turbina
- Sistema antincendio
- Connessioni elettriche
- Centrale di controllo generale impianto, con sistema di supervisione
- Uffici
- Laboratorio chimico
- Magazzino

Sistema di stoccaggio e movimentazione del combustibile

Il sistema di stoccaggio rappresenta il punto di accumulo presso la centrale del materiale combustibile. La tipologia dell'esecuzione dipende essenzialmente dalla tipologia della biomassa disponibile. Nel caso di cippato di legno, per esempio, il materiale è prima stoccato in appositi piazzali e poi, tramite pale meccaniche, viene ammassato in particolari sistemi di dosaggio automatico (silos orizzontali o verticali con differenti sistemi di estrazione).

Sezione di combustione

La combustione può avvenire su griglia (fissa o mobile) o in letto fluido o mediante sistema a gassificatore. Nel caso in cui si utilizzi la griglia, questa è generalmente mobile, (costituita cioè da barrotti in parte mobili ed in parte fissi). I barrotti della griglia vengono inoltre raffreddati con aria o con acqua per evitare che si deformino. Al fine di ottenere una buona combustione si possono utilizzare camere di combustione sia completamente isolate termicamente (camere adiabatiche) sia schermate solo parzialmente. La zona di combustione è dimensionata in modo tale da garantire un tempo di permanenza dei gas di combustione di 2 secondi e temperature di circa 850 °C, in modo tale da abbattere il più possibile gli inquinanti ed evitare la formazione di diossine. Un altro accorgimento utilizzato al fine di migliorare il processo di combustione è l'inserimento di un restringimento, posto a valle della sezione di combustione, che aumentando l'effetto turbolenza garantisce una buona combustione.

Caldaia-generatore di vapore

La caldaia è progettata e dimensionata appositamente per poter bruciare biomasse, mentre il generatore di vapore, che si compone di corpo cilindrico, pareti evaporative, surriscaldatore, economizzatore, sistemi di pulizia ed evacuazione fuliggini e ceneri viene dimensionato in modo tale da garantire i dati di progetto richiesti per il buon funzionamento della turbina. Le ceneri vengono trattate a seconda delle sostanze inquinanti in esse contenute e poi avviate in discarica o nelle migliori situazioni riutilizzate.

I gas caldi passano nella prima zona della caldaia detta *radiante*, poi nei *surriscaldatori* e infine nella *zona convettiva*. Durante il percorso i gas caldi cedono calore ai tubi della caldaia dove a seconda delle zone si ha produzione di vapore sino al surriscaldamento dello stesso. È molto importante, a seconda del combustibile utilizzato, avere un particolare disegno della caldaia che permetta di non avere sporcamenti delle tubazioni o depositi o, peggio ancora, abrasioni dei tubi in zone particolari dove si hanno ad esempio aumenti delle velocità di attraversamento dei gas ricchi di sostanze abrasive trascinate in sospensione. Per ridurre gli effetti dello sporco vengono utilizzati diversi sistemi di pulizia, quali *soffiatori a vapore* che possono essere retrattili oppure fissi, o *sistemi di pulizia a martelli* che percuotendo le tubazioni realizzate in apposite arpe provocano delle vibrazioni che favoriscono il distacco di scorie e di quant'altro.

Trattamento fumi ed abbattimento inquinanti

I gas vengono trattati con diversi sistemi (filtro a ciclone, elettrofiltro, filtro a maniche) per ridurre entro i limiti previsti dalla normativa le emissioni inquinanti. Per abbattere le sostanze inquinanti (cloro, zolfo ecc. ecc.) si possono utilizzare sia sistemi a secco che ad umido. Prima dell'immissione in atmosfera i gas vengono analizzati in continuo per verificarne i loro contenuti inquinanti : HCl, CO, NOx, CO₂, SO₂, O₂, COT, temperatura e grado di polluzione.

Turbina e impianto di demineralizzazione

In caldaia viene prodotto il vapore necessario per la produzione di energia elettrica. Il vapore, dopo la fase di espansione in turbina, deve essere condensato per essere pompato come acqua in caldaia. La condensazione può essere realizzata sia tramite un sistema ad acqua sia tramite un sistema ad aria. Si è diffuso l'utilizzo del sistema ad aria che elimina la tipica colonna di vapore durante i mesi invernali. L'impianto prevede inoltre un sistema di preparazione di acqua demineralizzata necessaria per evitare corrosioni o formazioni di calcare nelle apparecchiature del ciclo a vapore. L'acqua è inoltre trattata nel degasatore prima di essere pompata in caldaia per eliminare l'ossigeno che risulta essere particolarmente aggressivo alle temperature e pressioni di progetto.

Impianti accessori

Essi comprendono tutte le opere elettriche (impianto elettrico, sottostazione elettrica), il sistema di comando e controllo nonché gli uffici, il laboratorio chimico ed il magazzino.

Tabella 5.10 - Impianto a biomassa legnosa – Parametri della fase di costruzione

Tempi di costruzione	24-36 mesi
Valore dell'investimento unitario	1.200 -2.200 €/kW
Costo di progettazione	≈ 90% costo investimento
Vita utile attesa	La vita utile attesa per impianti di questo tipo è di 10-15 anni

Tabella 5.11 - Parametri di confronto fra impianti alimentati da fonti rinnovabili nella fase di costruzione

	Idroelettrico	Eolico	Biogas	Biomasse
Costo della fase (% sul totale)	90%	85%	85%	90%
Tempo di costruzione (mesi)	10-15	10	6	24-36
Vita utile attesa dell'impianto (anni)	30	15-20	8-12	10-15

Tabella 5.12 - Difficoltà riscontrate durante la realizzazione (cantiere, allacciamento alla rete)

Idroelettrico	salvo casi particolari sono dovute a imprevisti inerenti la natura e conformazione del terreno
Eolico	l'accessibilità del sito, la rete viaria di accesso alle aree prescelte per il parco eolico ad esempio hanno talvolta allungato i tempi di realizzazione di alcuni parchi eolici, oppure la realizzazione delle opere di connessione alla rete elettrica
Biogas	trasporto dei macchinari (quando si interviene in una realtà già strutturata quale può essere una discarica)

5.4 Iter autorizzativo

In questa parte del capitolo, si è cercato di stendere un elenco che comprendesse gli atti amministrativi necessari per l'avvio dell'impianto, le convenzioni firmate dall'imprenditore con Enti Locali o con privati, la documentazione necessaria per ottenere la connessione elettrica ed il tipo di studi ambientali effettuati, al fine di poter valutare e confrontare le diverse fonti rinnovabili sul piano autorizzativo. Data la frammentazione delle procedure necessarie e la diversità, a livello regionale, della normativa esistente, l'elencazione che segue potrebbe non comprendere alcuni atti richiesti da talune autorità in contesti particolari.

5.4.1 Idroelettrico ad acqua fluente

Tra tutti gli atti amministrativi, necessari all'avvio dell'impianto (elencati in Tabella 5.13), quello che rappresenta spesso il fattore limitante del processo autorizzativo è la *Concessione di derivazione d'acqua pubblica ad uso idroelettrico*, rilasciata dalla Provincia.

Nei casi presi in esame i tempi necessari all'ottenimento di tale concessione sono sempre stati incerti e lunghi (sempre oltre i 6 anni). Il limite è da trovarsi nella carenza di personale della pubblica amministrazione (Regione e Province) per cui, nonostante i tentativi di snellire le procedure autorizzative, manca da parte degli Enti Locali un analogo slancio innovatore nel settore delle risorse umane.

Tabella 5.13 - Impianto idroelettrico ad acqua fluente – Iter autorizzativo

	Atti di base	Altri atti
PER AVVIO IMPIANTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Domanda di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili (Regione o Provincia demandata) 2. Concessione di derivazione acqua pubblica 3. Permesso di costruire 4. Autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio del bacino d'accumulo 5. Svincolo idrogeologico 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Parere Ente Parco 7. Compatibilità ambientale (screening) 8. Nulla osta idraulico 9. Autorizzazione paesistica 10. Varianti e proroghe della concessione edilizia
PER LA CESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Procedura per la domanda di allacciamento alla rete presso il gestore di rete locale o il GRTN (per impianti allacciati rete AT) 2. Servitù di cabina (atto notarile) 3. Regolamento d'esercizio in parallelo con gestore cui l'impianto è collegato 4. Licenza di esercizio di officina elettrica presso Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) 5. Tarature e collaudi Apparecchiature di Misura (AdM) fiscali e del produttore 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Qualifica IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili)
CONVENZIONI	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gestore di rete per la cessione di energia (evtl.) 2. COMUNE per realizzazione impianto in aree pubbliche 	<ol style="list-style-type: none"> 3. Privati (acquisto terreni o diritto di superficie, servitù di passaggio)

Il tempo è troppo spesso un'incognita quando non lo dovrebbe essere, per cui la riduzione dei tempi ed ancor di più la puntualità dei processi autorizzativi dovrebbero essere gli obiettivi imprescindibili per la pubblica amministrazione.

Non è facile stimare il *costo dell'iter autorizzativo*: ad una prima analisi esso oscilla tra il 2% ed il 6% del costo d'investimento, ma probabilmente ad una analisi più attenta che prenda in considerazione la mancata produzione, la valorizzazione dei disagi causati e tutte le esternalità, i costi potrebbero lievitare di molto.

Tra gli aspetti di natura più ostica inerenti le autorizzazioni nel settore idroelettrico vi è il rilascio della concessione per l'utilizzo delle acque. Le acque in quanto bene pubblico, di competenza demaniale, possono essere usate per diversi scopi: idrico-potabile, irriguo, idroelettrico, uso industriale; per ognuna di queste applicazioni viene stabilito da ciascuna regione un *canone demaniale*: per l'idroelettrico detto canone viene espresso in €/kW (di concessione).

5.4.2 Eolico

Gli atti amministrativi necessari per l'avvio di un impianto eolico sono poco uniformi se si comparano tra di loro le Regioni e le Province italiane. Manca spesso un *metro* comune e spesso anche i parametri di giudizio/valutazione da applicare non sono gli stessi. Ad esempio la distanza da tenere da una strada varia da 200 m a 500 m secondo le Regioni, il potenziale eolico regionale non è stato determinato da tutte le Regioni e tra quelle che lo hanno determinato non sono stati usati gli stessi criteri di valutazione (Emilia Romagna 20 MW di potenziale, Toscana 300 MW di potenziale); infine, per misurar la densità delle pale sul territorio si usano criteri tra loro incomparabili (distanza tra aerogeneratori, densità di potenza superficiale, numero massimo di generatori per sito).

Tabella 5.14 - Impianto eolico – Iter autorizzativo

	Atti di base	Altri atti
PER AVVIO IMPIANTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Domanda di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili (Regione o Provincia demandata) 2. Permesso di costruire 3. Autorizzazione beni ambientali 4. Parere ambientale Regione (screening ambientale) 	<ol style="list-style-type: none"> 5. Autorizzazioni idrauliche per attraversamento fiumi 6. Screening ambientale 7. Esclusione dalla procedura di VIA 8. Varianti alla concessione 9. Nulla osta per impianto e cavidotto (*)
PER LA CESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Procedura per la domanda di allacciamento alla rete presso il gestore di rete locale o il GRTN (per impianti allacciati rete AT) 2. Servitù di cabina (atto notarile) 3. Regolamento d'esercizio in parallelo con gestore cui l'impianto è collegato 4. Licenza di esercizio di officina elettrica presso Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) 5. Tarature e collaudi Apparecchiature di Misura (AdM) fiscali e del produttore 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Qualifica IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili)
CONVENZIONI	<ol style="list-style-type: none"> 1. Comune o privati per campagna di misura anemometrica 2. Gestore di rete per la cessione di energia (evtl.) 3. Comune per realizzazione impianto in aree pubbliche 	<ol style="list-style-type: none"> 4. Privati (acquisto terreni o diritto di superficie, servitù di passaggio)

In particolare, nei casi da noi studiati si è vista una dilatazione dei tempi durante processo di valutazione ambientale, uno *screening* nei casi da noi presi in esame, che ha portato a 24 mesi il tempo medio di espletamento di tutti gli atti amministrativi al fine di avviare l'impianto.

Perciò, in tutti i casi studiati, gli imprenditori si sono lamentati della disomogeneità della norma nel settore eolico e dell'inefficienza della procedura amministrativa. Tutto ciò, come già accennato, dilata i tempi, sottrae risorse ed energie e conseguentemente aumenta i costi d'investimento.

Tali costi oggi giorno possono oscillare dal 4% fino al 10% del costo d'investimento.

NULLA OSTA NECESSARI ALLA COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO E DEL CAVIDOTTO

1. NULLA OSTA IDROGEOLOGICO, Corpo Forestale dello Stato
2. NULLA OSTA MILITARE DEMANIALE AERONAUTICO, Aeronautica Militare - Reparto operativo Infrastrutture Demanio
3. NULLA OSTA ARCHEOLOGICO ALLA REALIZZAZIONE, Ministero per i Beni e le Attività Culturali Soprintendenza per i Beni Archeologici.
4. NULLA OSTA ALLA REALIZZAZIONE DELL'ACCESSO CARRAIO, ANAS
5. NULLA OSTA ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI ALLACCIO PROVVISORIO, Ministero delle Comunicazioni
6. NULLA OSTA ALLA REALIZZAZIONE DELL'OPERA, Esercito Italiano - Comando Reclutamento e Forze di completamento della Regione
7. NULLA OSTA MINERARIO, Ministero delle Attività Produttive
8. NULLA OSTA GEOLOGICO, Regione - Dpt. Ambiente e Territorio
9. NULLA OSTA URBANISTICO, Regione - Dpt. Ambiente e Territorio
10. NULLA OSTA AGRICOLO, Regione - Agricoltura e Sviluppo Rurale
11. NULLA OSTA ANAS, ANAS

5.4.3 Produzione di biogas

Più snelle sono risultate invece le procedure necessarie all'avvio di un impianto a biogas, visto il minor numero di atti previsti e conseguentemente il minor numero di uffici competenti il tempo medio per espletare tutti gli atti necessari per l'avvio dell'impianto è risultato essere di 6 mesi.

Sono stati riscontrati rallentamenti solamente nella fase di allacciamento in cui ENEL spesso ha tardato a fornire il preventivo di allacciamento.

I costi di questa fase sono risultati intorno al 4% del costo d'investimento.

Tabella 5.15 - Impianto di produzione di biogas – Iter autorizzativo

	Atti di base	Altri atti
PER AVVIO IMPIANTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Domanda di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili (Regione o Provincia demandata) 2. Autorizzazione (evtl.) ai sensi DPR 203/88, in fase di accorpamento con la procedura integrata IPPC o, in alternativa, dichiarazione di attività ad emissioni poco significative 3. Certificato prevenzione incendi, comando provinciale vigili del fuoco 	<ol style="list-style-type: none"> 4. Iscrizione nel registro delle imprese che effettuano attività recupero rifiuti non pericolosi in provincia
PER LA CESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Procedura per la domanda di allacciamento alla rete presso il gestore di rete locale o il GRTN (per impianti allacciati rete AT) 2. Servitù di cabina (atto notarile) 3. Regolamento d'esercizio in parallelo con gestore cui l'impianto è collegato 4. Licenza di esercizio di officina elettrica presso Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) 5. Tarature e collaudi Apparecchiature di Misura (AdM) fiscali e del produttore 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Qualifica IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili)
CONVENZIONI	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gestore di rete per la cessione di energia (evtl.) 2. Comune per realizzazione impianto in aree pubbliche (evtl.) 	<ol style="list-style-type: none"> 3. Privati (acquisto terreni o diritto di superficie, servitù di passaggio)

5.4.4 Utilizzo energetico di biomassa

Ugualmente snelle sono risultate le procedure necessarie all'avvio di un impianto a biomasse, pur richiedendo sempre tempi nell'ordine dei 12 mesi per l'avvio dell'impianto e di pochi mesi per la connessione elettrica.

La normativa di riferimento è infatti ancora in fase di evoluzione e ciò genera gli stessi problemi riscontrati nei casi precedenti. Poche infine sono state le difficoltà incontrate per la realizzazione di questo tipo di impianti.

Molto bassi sono stati i costi di questa fase in base ai casi studiati, intorno all'1% del costo d'investimento.

Tabella 5.16 - Impianto a biomassa — Iter autorizzativo

	Atti di base	Altri atti
PER AVVIO IMPIANTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Autorizzazione Regione/Provincia 2. Denuncia inizio attività 3. Autorizzazione (evtl.) ai sensi DPR 203/88, in fase di accorpamento con la procedura integrata IPPC o, in alternativa, dichiarazione di attività ad emissioni poco significative 4. Certificato prevenzione incendi, comando provinciale vigili del fuoco 	<ol style="list-style-type: none"> 5. Autorizzazione Soprintendenza 6. Autorizzazione scavo pozzi 7. Concessione edilizia
PER LA CESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Procedura per la domanda di allacciamento alla rete presso il gestore di rete locale o il GRTN (per impianti allacciati rete AT) 2. Servitù di cabina (atto notarile) 3. Regolamento d'esercizio in parallelo con gestore cui l'impianto è collegato 4. Licenza di esercizio di officina elettrica presso Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) 5. Tarature e collaudi Apparecchiature di Misura (AdM) fiscali e del produttore 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Qualifica IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili)
CONVENZIONI	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gestore di rete per la cessione di energia (evtl.) 2. Comune per realizzazione impianto in aree pubbliche (evtl.) 	<ol style="list-style-type: none"> 3. Privati (acquisto terreni o diritto di superficie, servitù di passaggio)

Tabella 5.17 - Parametri di confronto fra impianti alimentati da fonti rinnovabili nella fase di autorizzazione alla costruzione

	Idroelettrico	Eolico	Biogas	Biomasse
durata temporale dell'iter (mesi)	~ 72 comprensivi concessione uso acque	~ 24	~ 6	~ 12
Tipo di valutazione ambientale effettuata	Screening	Screening o VIA	DPR 203/88 ora IPPC screening	DPR 203/88 ora IPPC screening o VIA
Costo iter autorizzativo (% sul totale)	2 – 6%	4-10%	4%	1%

Tabella 5.18 - Difficoltà riscontrate durante la fase di autorizzazione

Idroelettrico	Tempistica incerta nel rilascio del disciplinare di concessione per l'utilizzo delle acque da parte dell'Ente preposto (Regione o Provincia), variabile in media tra 1 e 5 anni
Eolico	Problemi di interfaccia con le autorità ambientali e nella realizzazione degli allacciamenti alla rete ENEL o GRTN (tempi lunghi e preventivi di allacciamento non trasparenti)
Biogas	Autorizzazione all'allacciamento per ritardi procedure di ENEL Distribuzione
Biomasse	Autorizzazione all'emissioni in atmosfera con richieste di controllo emissioni teleggibili (procedura non standard e richiesta da alcune amministrazioni)

5.5 Il consenso locale

Pur ritenendola molto importante, la ricerca del consenso locale per un impianto da fonti rinnovabili non è quasi mai ricercata dall'imprenditore, soprattutto se l'intervento sul territorio è di modeste dimensioni. Spesso tuttavia l'imprenditore è obbligato a intervenire quando si è già in presenza di un conflitto.

Per alcuni versi i processi localizzativi degli impianti produttori di energia da fonti rinnovabili non differiscono dai più comuni processi che suscitano conflitti ambientali, come gli impianti per lo smaltimento dei rifiuti, le principali infrastrutture di trasporto, gli impianti energetici tradizionali: in tutti i casi si assiste all'attivarsi di un'opposizione locale con connotati NIMBY (*not in my back yard*, non nel mio cortile).

Nel settembre 2003 APER e Avanzi - Osservatorio Gestione Conflitti Ambientali hanno condotto una indagine tra gli associati APER al fine di studiare le cause, le dinamiche e le strategie per la ricomposizione dei conflitti ambientali legati alle fonti rinnovabili.

Nei casi studiati abbiamo osservato una ricerca del consenso locale solamente nel caso dell'installazione di parchi eolici ed in un caso di impianto a biomasse. In tutti gli altri casi non è stato fatto uso di strumenti per la ricerca del consenso locale o sono state organizzate solamente delle piccole campagne di informazione a progetto ultimato o incontri con comitati di cittadini che si erano formati a causa della costruzione dell'impianto.

Da questo atteggiamento, più improntato alla correzione in corso d'opera che alla prevenzione del conflitto, scaturiscono delle insoddisfazioni profonde dei proponenti, motivate da un significativo aumento dei tempi di realizzazione dell'opera (34% dei casi) e dei costi (17% ritengono che i costi diventino molto superiori e il 10% poco superiori).

Dalle esperienze studiate risulta chiaro come il mostrarsi, da parte dell'imprenditore, disponibile alla presenza sul territorio, al confronto con gli amministratori locali ed al legame con le caratteristiche produttive e di contesto sociale sin dalla nascita del progetto sia la miglior ricetta per garantire il consenso locale.

A livello locale abbiamo osservato barriere e conflitti, spesso di breve durata o legati a piccole strumentalizzazioni politiche (soprattutto in vista delle elezioni politiche). Viene inoltre evidenziata dall'indagine un'attitudine, assai diffusa, di coinvolgere nei processi decisionali prevalentemente gli Enti Locali e in misura decisamente minore i cittadini (eventualmente organizzati in comitati e associazioni), anche per un'oggettiva difficoltà a trattare la rappresentatività di questi ultimi. Sono proprio le opinioni di questi però a influenzare, anche in maniera significativa, gli orientamenti dei politici che rappresentano gli Enti Locali.

I PUNTI DI FORZA DELLE FONTI RINNOVABILI

- Hanno una ricaduta positiva sull'ambiente dovuta alla mancata emissione di gas inquinanti (ogni kWh di energia elettrica prodotta mediante fonte rinnovabile consente di evitare l'immissione in atmosfera di circa 720 g di CO₂ altrimenti prodotta tramite combustibili fossili)
- Limitano la dipendenza energetica dalle importazioni
- Sono compatibili con l'ambiente, collaudate, sicure e sostenibili
- Sono fonti indipendenti da paesi politicamente instabili
- Portano spesso posti di lavoro in aree solitamente *marginali*
- Limitano il pericolo di inondazioni favorendo la regolazione e la regimazione delle piene sui corpi idrici a regime torrentizio, specie in aree montane ove esista degrado e dissesto del suolo (piccolo idro)
- Perseguono la diversificazione delle fonti energetiche e sfruttamento delle potenzialità energetiche del territorio

I CONFLITTI LOCALI

Mini idroelettrico

- conflitti con gli altri fruitori della risorsa (agricoltori, pescatori, ..)
- la comunità locale percepisce una sorta di colonizzazione da parte di terzi di risorse che si sentono proprie
- esperienze pregresse negative che non hanno garantito posti di lavoro ma solo defraudato il territorio (*la rapina delle acque*)
- le valli più industrializzate sono ormai aperte ai cambiamenti e abituate a lavorare con la partecipazione e il coinvolgimento degli attori locali, ma le valli che ancora vivono di agricoltura tendono a provare una totale avversione verso il posizionamento degli impianti

Eolico

- il rumore: per quanto le tecnologie si siano ormai sviluppate al punto da garantire impianti silenziosi, nell'immaginario collettivo resta il timore di un fastidioso ronzio del rotore, immaginando lo stesso *impatto di un ventilatore*
- l'impatto visivo (effetto selva ed affetto barriera)
- l'impatto elettromagnetico
- l'impatto sulla fauna (in Norvegia la legge valorizza un gabbiano 800 €)

Biogas

- conflitti dovuti alla presenza della discarica più che alla presenza della centrale
- presunto inquinamento

Biomasse

- presunto inquinamento, legato alle emissioni in atmosfera
- si associano le biomasse ai rifiuti e si genera sfiducia: e se lo stesso impianto che oggi viene usato per bruciare le biomasse, dopo aver ottenuto il consenso collettivo si mettesse a bruciare rifiuti?

LE CAUSE RICORRENTI DEI CONFLITTI

- Sostanziale mancanza di informazione sulla cultura delle fonti rinnovabili. Spesso gli stessi ambientalisti locali si mostrano diffidenti verso i nuovi impianti per via di una disinformazione sui benefici locali a lungo termine
- Gli oppositori sono spesso proprietari privati legati a minoranze politiche all'interno degli Enti Locali. È di fatto possibile leggere dietro al conflitto una querelle locale interna all'amministrazione o tra pubblico e privato legata ad altre questioni ma che trova nella localizzazione di un nuovo impianto sul territorio un pretesto di rivalse (alcuni parlano proprio di strumentalizzazione da parte di alcuni soggetti politici e, altresì, da parte di alcuni soggetti privati a fini speculativi)
- La mancanza di linee guida e indicazioni rispetto ai siti eleggibili da parte delle Regioni. Questa lacuna sposta il conflitto dalle sedi istituzionali a quelle locali allungando i tempi e accrescendo i costi degli interventi, nonché generando un malcontento difficile da arginare in fase di realizzazione
- L'impatto legato alla presenza di un cantiere sul territorio che spesso non rispetta la sensibilità locale, concentra i disagi anziché distribuirli con gradualità
- Si avanza per opposizioni poco costruttive e non si aprono tavoli di negoziato veri e propri

Solamente in un caso (parco eolico) sono state valutate delle alternative e prese misure significative per la mitigazione del conflitto (delocalizzazione di alcune pale e compensazione delle persone coinvolte), in tutti gli altri casi sono bastati incontri con la popolazione locale o con la pubblica amministrazione per arrivare alla cancellazione del conflitto.

È estremamente difficile stimare i costi delle attività di ricerca del consenso, di prevenzione e risoluzione dei conflitti perché spesso non vengono conteggiate a parte; in base ai casi da noi studiati tale costo può raggiungere un massimo del 2% del costo d'investimento.

In alcune esperienze internazionali tuttavia si è verificato che, laddove fosse presente una forte opposizione locale, alcuni impianti hanno avuto in media un costo maggiorato del 30%.

Infine le proposte di prevenzione e gestione delle conflittualità locali, messe in campo o auspicate nell'intento di aumentare il grado di accettabilità locale degli impianti produttori di energia da fonti rinnovabili si articolano attorno ad alcuni concetti cardine:

- la *necessità di coinvolgere la popolazione locale* sia nella fase progettuale dell'impianto, sia nella fase di gestione e monitoraggio dello stesso. Questo obiettivo viene perseguito già da alcuni proponenti che si attivano sul territorio prescelto quale sito per il nuovo impianto con largo anticipo curando il rapporto con la comunità, diffondendo video e pubblicazioni nelle scuole locali, organizzando incontri con gli studenti e con la cittadinanza, pubblicando interventi sulla stampa locale. Questo favorisce l'instaurarsi di un rapporto continuativo e diretto con le comunità in quanto l'importante è tanto ottenere il consenso quanto mantenerlo;
- l'esigenza di *implementare le campagne di diffusione dell'informazione* rispetto a rischi e benefici reali dell'utilizzo di fonti rinnovabili, ma anche di mantenere tale diffusione di informazioni durante l'esercizio, passo dopo passo, comunicando i risultati e le innovazioni;
- la scelta di collocare gli impianti *lontani* dalle zone residenziali e dai paesaggi di pregio;

- la necessità per i proponenti di *dimostrare la qualità dei propri impianti* ottenendo una certificazione ISO 14000 o EMAS e proponendo una progettazione che minimizzi l'impatto ambientale in tutte le sue componenti;
- l'opportunità di favorire la *ricaduta dei benefici indotti dagli impianti sul territorio* che li ospita, tutelando i privati oltre che gli enti pubblici (formazione e utilizzo di manodopera locale, *royalties* ai Comuni, sostegno alla progettualità e alle attività locali in settori affini e non, offerta di un *energy service* per ottimizzare e minimizzare i consumi locali ecc.);
- predisporre un *Piano Regionale di Localizzazione* degli impianti. Servono leggi applicabili e limiti e condizioni vanno fissati a priori da un organo competente;
- va valorizzata l'opportunità di realizzare *molti impianti piccoli* (anche riadattando centrali preesistenti e oggi in disuso), magari più costosi, ma che diano benefici a livello locale anziché pochi di grosse dimensioni, che consentono un risparmio ma non una reale spartizione di costi e benefici. In questo modo si potrebbe ragionare a livello locale anche sull'integrazione di produzione di energia utilizzando le emissioni per il teleriscaldamento.

5.6 Gestione in esercizio impianti

I costi di esercizio per impianti alimentati da fonti rinnovabili sono generalmente ridotti laddove non si fa uso di combustibili (che richiedono movimentazione, rimozione di ceneri o altro, presidio da parte di personale ecc.), anche se nel caso di impianti idroelettrici la manutenzione il più delle volte non riguarda tanto la centrale, quanto l'alveo, nel senso che dalla gestione e pulizia dell'alveo si possono evitare successivi problemi alla centrale (insabbiamenti, residui solidi ecc.).

I dati di seguito riportati prendono a riferimento il fatturato della vendita della sola energia elettrica e non dei Certificati Verdi, perciò l'analisi è comunque valida a prescindere dal fatto che l'impianto goda o meno di un programma di incentivazione.

A titolo esemplificativo si è assunto che la vendita di energia elettrica avvenga ad un valore di 50 €/MWh, valore leggermente penalizzante rispetto ai valori di vendita del 2005, ma comunque assolutamente in linea con i riferimenti presi nei *business plan* degli impianti.

5.6.1 Idroelettrico ad acqua fluente

La gestione per l'esercizio di un impianto idroelettrico ad acqua fluente consiste nel mantenimento della capacità produttiva dell'impianto sia provvedendo alla normale manutenzione delle opere elettromeccaniche, sia assicurando la gestione delle opere in alveo al fine di assicurare un apporto d'acqua alla centrale scevro da corpi solidi in sospensione che potrebbero ridurre la portata disponibile.

Si possono elencare tra le attività di gestione e manutenzione ordinaria:

- reperibilità personale per sopralluoghi giornalieri e interventi su allarme;
- pulizia opere di adduzione dell'acqua;
- pulizia e rimozione griglie;
- verifica funzionalità organi elettromeccanici (controllo degli organi in movimento, ispezioni periodiche ecc.).

Tutte le centrali oggetto del presente studio fanno uso di sistemi di automazione totale che consentono un esercizio senza presidio: è perciò sufficiente che sia garantita la reperibilità 24 ore su 24 di un tecnico che garantisca un tempestivo intervento in caso di anomalie telesegnalate dalla centrale.

La manutenzione ordinaria relativa alla pulizia delle griglie di questo genere di impianti e anch'essa in parte automatizzata (sgrigliatura) mentre richiede squadre specializzate per i lavori di manutenzione programmata (pulizia di alvei, dissabbiamento delle vasche ecc.).

I costi di esercizio e manutenzione si aggirano solitamente intorno al 10% del fatturato derivante dalla vendita di energia elettrica (approssimativamente 5-7,5 €/MWh prodotto) e tendono a crescere con il tempo in funzione del degrado delle opere civili e idrauliche.

5.6.2 Eolico

Le procedure da seguire durante la gestione di un impianto eolico sono semplici e oramai standardizzate, il personale richiesto dall'esercizio e dalla manutenzione molto ridotto (in media 1-2 persone a tempo pieno per un parco di 20 aerogeneratori, coadiuvate da un *team* per la manutenzione programmata) e non sono state riscontrate, nei casi presi in esame, difficoltà in questa fase tranne l'ovvia intermittenza della risorsa dovuta all'alternarsi di giorno e notte.

Si possono elencare tra le attività di gestione e manutenzione ordinaria:

- reperibilità personale per sopralluoghi giornalieri e interventi su allarme;
- verifica circuiti idraulici di comando valvole;
- verifica e riavviamento sul posto in seguito ad allarmi con mandata in blocco dell'aerogeneratore;
- verifica funzionalità organi elettromeccanici (controllo degli organi in movimento, ispezioni periodiche ecc.).

Anche in questo caso le centrali sono telecontrollate, cioè non necessitano di un presidio fisso sul posto bensì di personale reperibile localmente in seguito alla segnalazione di allarmi.

I costi di gestione sono riconducibili ai costi per la stipula di contratti di "full maintenance" che comprendono tutte le voci sopra elencate, comprensivi delle garanzie ordinarie per sostituzione di pezzi difettosi, con esclusione di sostituzioni principalmente imputabili a eventi atmosferici (fulminazioni) o cattiva gestione.

I costi di gestione sono risultati in media pari al 20-25% del fatturato derivante dalla vendita di energia elettrica e quindi pari a circa 10-12 €/MWh.

A ciò si deve ancora aggiungere un eventuale costo per polizza assicurativa (possono essere di diverso tipo, a partire da una basilare polizza per responsabilità civile fino alla copertura di danni accidentali per eventi fortunososi o calamitosi ecc.) che in media è stimabile intorno allo 0,3 ‰ del valore dell'impianto.

5.6.3 Produzione di biogas

Anche in questa tecnologia l'uso di personale per la gestione dei motori è limitato: una persona a tempo pieno ed un'altra un giorno alla settimana sono sufficienti per la normale gestione delle varie sezioni dell'impianto.

In questa tecnologia, lavorando con motori e pompe, vi sono onerosi processi di smaltimento (olio esausto, filtri olio, ricambi ecc.) che fanno salire i costi di gestione complessivi fino a valori del 15-20% del fatturato derivante dalla vendita di energia elettrica, con un'incidenza in termini specifici di fino a 10 €/MWh.

Le barriere che solitamente si riscontrano in questi impianti sono soprattutto legate alle attività gestionali svolte sul corpo della discarica, come il ridotto smaltimento del percolato, che possono limitare la possibilità di captazione del biogas, e ad errori nella programmazione del conferimento del rifiuto in discarica e della captazione in base alle condizioni esterne (atmosferiche ecc.) che possono far diminuire la quantità di biogas recuperato.

Oltre a ciò, una scorretta gestione delle fermate (programmate ed accidentali) può essere causa di forti perdite della produzione.

5.6.4 Utilizzo energetico di biomassa

Il primo dato che colpisce, analizzando le esperienze di centrali a biomasse, è l'alta occupazione, per la gestione dell'impianto, generata da questo tipo di tecnologia. Le centrali a biomasse, infatti, richiedono personale per la gestione del combustibile, il caricamento della caldaia e la gestione dei generatori. Nelle esperienze studiate il personale impiegato si aggira intorno ai 20 dipendenti a tempo pieno (15 operai, 3 impiegati, 2 dirigenti).

Sono da tenere inoltre in considerazione il fatto che questo genere di impianti preveda costi di smaltimento per oli, filtri e ceneri che vengono inviate ad una discarica controllata, costi legati al trasporto delle biomasse e costi legati alle fermate (programmate ed accidentali).

Nelle centrali visitate si sono rilevati costi di gestione in media pari a 20-25 €/MWh prodotto (costo di combustibile e smaltimenti esclusi).

Tabella 5.19 - Parametri di confronto fra impianti alimentati da fonti rinnovabili nella fase di esercizio e manutenzione

Esercizio e manutenzione		Idroelettrico	Eolico	Biogas	Biomasse
Personale impegnato		1 persona (impianto non presidiato)	1 - 2 persone (impianto non presidiato)	1 persona/gg. + 1 persona/sett.	15 persone
Costo della fase di esercizio e manutenzione dell'impianto	(% fatturato vendita energia elettrica)	10%	20-25%	15-20%	40-50%
Tipici interventi esercizio e manutenzione		Controllo alveo e sgrigliatori	Gestione funzioni blocco macchina Controllo centraline oleodinamiche	Controllo flusso biogas da scarica a motori Controllo qualità biogas Controllo e regolazione motori	Controllo camera combustione Caricamento combustibile Pulizia filtri e rimozione ceneri Controllo emissioni
Costo della fase di esercizio e manutenzione dell'impianto	(€/MWh prodotto)	5-7,5	10-12	10	20-25

5.7 Conclusioni

I dati riportati nei paragrafi precedenti probabilmente non sono ancora sufficienti per poter redigere un *business plan* per ciascuna tipologia di fonte, ciononostante rendono idea delle incidenze delle singole voci sul conto economico del progetto.

Per quanto attiene all'iter autorizzativo, va detto che ancora non si è visto l'atteso snellimento promesso con l'introduzione del decreto 29 dicembre 2003, n. 387; anzi, la lentezza con cui lo Stato e le Regioni stanno gestendo il programma di adozione del procedimento unico semplificato (le cosiddette *Linee guida*) fanno sì che i soggetti proponenti vedano l'autorizzazione unica non come la somma di tutte le autorizzazioni fino ad oggi previste bensì come un processo aggiuntivo a tutti gli altri.

Con riferimento alle barriere che i produttori stanno incontrando, va aggravandosi sempre più la situazione degli allacciamenti alla rete con obbligo di connessione da parte di terzi: mentre la rete in alta tensione gestita dal GRTN lamenta ritardi nella implementazione strutturale di infrastrutture necessarie all'impiego di risorse rinnovabili (due esempi: i cavi di collegamento tra la Sardegna e il Continente e il cavo di collegamento Sicilia-Continente), la rete di alta e media tensione nelle disponibilità del principale distributore italiano (ENEL Distribuzione) non dispone di un programma strategico di sviluppo finalizzato all'impiego di risorse rinnovabili e alla futura adozione della generazione distribuita, bensì si adegua agli sviluppi di rete dettati dall'utenza passiva.

Infine va citata nell'analisi dei costi una voce che rappresenta il sommerso del mondo delle rinnovabili, la voce che non si può dire e che costituisce una fetta importante del fatturato che se ne va: i costi per le convenzioni con i Comuni.

Benché tali voci di costo prendano origine da una necessità di risarcire il Comune stesso per impianti realizzati su suolo pubblico, questa pratica ha preso così piede che viene richiesta una convenzione a titolo oneroso a prescindere dall'occupazione di terreno demaniale, pena enormi difficoltà e intoppi burocratici.

Quantunque non si sia mai negata ai Comuni ospiti di un'iniziativa di valorizzazione delle fonti rinnovabili la possibilità di avere delle ricadute positive, anche in termini economici, sorprende il fatto che tale pratica viene molto spesso utilizzata in taluni Comuni in maniera eccessiva, talvolta per rimpinguare le casse comunali, talaltra per lanciare un messaggio di non gradimento dell'iniziativa.

5.8 Riferimenti bibliografici e fonti

- Database APER (www.aper.it)
- *Renewable energy in Europe, building markets and capacity* - EREC. 2004 (www.erec-renewables.org)
- *Rapporto Energia e Ambiente 2003, Le fonti rinnovabili* - ENEA. 2003
- *Rapporto Energia e Ambiente 2004* - ENEA. 2004 (www.enea.it)
- *Fonti energetiche rinnovabili e accettabilità locale. Cause, dinamiche e strategie per la ricomposizione dei conflitti* - Osservatorio Gestione Conflitti Ambientali, Avanzi e APER. 2003
- *Il decalogo per favorire l'accettabilità degli impianti di produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili*. Ottobre 2003 - Osservatorio Gestione Conflitti Ambientali, Avanzi e APER (www.conflittiambientali.it , www.avanzi.org)
- *Worldenergy* (www.worldenergy.org)
- *IEA, International Energy Agency* (www.iea.org)
- *Dossier Idee e proposte per rilanciare le Fonti Rinnovabili in Italia* - Legambiente (www.legambiente.org)

Capitolo 6

Effetti del nuovo quadro legislativo: l'autorizzazione unica

6.1 Il riparto di competenze tra lo Stato e le Regioni in materia di energia

A seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, ed in particolare dell'attività di produzione, si sono aperte importanti opportunità per lo sfruttamento razionale delle risorse territoriali e la creazione di attività imprenditoriali.

Gli operatori interessati al rilascio di autorizzazioni per la costruzione e la gestione di impianti di produzione di energia elettrica si sono dovuti confrontare con degli iter procedurali tutt'altro che semplici e rapidi. In alcuni casi le difficoltà incontrate erano, e sono, legate alla necessità di trovare il giusto equilibrio fra interessi contrapposti, si pensi all'interesse alla tutela dell'ambiente da una parte e dall'altra alla necessità di tutelare l'iniziativa privata oltre che di far fronte alle esigenze energetiche in un paese costretto a ricorrere oltremisura all'importazione.

Tuttavia, accanto a queste problematiche, comprensibili nel quadro di un sistema economico-sociale complesso quale il nostro, si sono manifestate difficoltà ascrivibili esclusivamente agli ostacoli ed ai rallentamenti che caratterizzano lo svolgersi delle procedure autorizzatorie.

Il legislatore ha colto l'esigenza di superare queste strozzature, delineando disposizioni volte a snellire le procedure in esame, si pensi ad esempio alla legge n. 55 del 9/4/02, c.d. sblocca centrali, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Le problematiche evidenziate sono riscontrabili anche con riferimento all'energia prodotta da fonti rinnovabili, e talora in misura ancor più rilevante.

È, infatti, indiscutibile la necessità di favorire il ricorso alle stesse, attraverso strumenti di incentivazione quali ad esempio i Certificati Verdi, e l'adozione di norme di semplificazione anche in questo settore.

Ciò è avvenuto con il decreto legislativo n. 387/2003, di attuazione della direttiva 2001/77, che getta le basi per un futuro quadro europeo in materia di promozione delle fonti rinnovabili di energia per la produzione di elettricità e prevede un ruolo attivo degli Stati membri per la sostenibilità ambientale:

- obiettivi indicativi nazionali su un arco temporale di 10 anni e le misure adottate (art. 3, comma 2);
- analisi periodiche sul raggiungimento degli obiettivi e le misure per verificare affidabilità certificazione (art. 3, comma 3 e art. 5, comma 5);
- relazioni sulle procedure amministrative e azioni intraprese, nonché sulle misure adottate per agevolare l'accesso alla rete (art. 6, comma 2 e art. 7, comma 7);
- adozione di disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alle disposizioni della direttiva stessa (art. 9).

Un altro versante sul quale è intervenuto il legislatore, riguarda l'attribuzione di compiti e funzioni in materia di energia, alle Regioni e agli Enti Locali. La menzionata normativa, da un lato ha il merito di avvicinare, l'organo competente a delineare le regole ed prendere a decisioni, alla realtà territoriale che ne subisce direttamente gli effetti.

Tuttavia dall'altro lato non si può ignorare che, l'aumento di pubbliche amministrazioni che intervengono ad adottare provvedimenti, rende più complessa la regolazione della materia.

Come spesso accade ci si trova quindi di fronte ad esigenze differenti tutte importanti e meritevoli di tutela, e la mediazione tra di esse può essere ragionevolmente trovata proprio agendo sull'aspetto regolatorio.

Infatti solo con una disciplina rispettosa delle peculiarità di ogni regione, seppur omogenea nei suoi tratti fondamentali e che preveda procedure che tengano conto dei principi dell'efficienza e della ragionevole durata, sarà possibile coniugare entrambe le esigenze.

Il riparto delle competenze tra Stato, Regioni ed Enti Locali è stato inizialmente tracciato dal DLgs 31/03/1998 n. 112, che costituiva una previsione ad ampio spettro volta al conferimento di funzioni, soprattutto amministrative, ma anche legislative alle Regioni e, più limitatamente, agli Enti Locali.

Tra le materie in ordine alle quali vengono conferite tali funzioni si rintraccia anche la *ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di energia* e dunque appare opportuno analizzare questa normativa.

Il quadro tracciato dal DLgs n. 112/98 si sostanzia nella ripartizione di una serie di funzioni tra lo Stato, le Regioni, le Province ed i Comuni.

Da notarsi il particolare risalto attribuito alle Regioni, alle quali viene lasciata una competenza di carattere *residuale*: l'art. 30 del DLgs 112/98 prevede, infatti, che “sono delegate alle Regioni le funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, all'energia nucleare, al petrolio ed al gas, che non siano riservate allo Stato ai sensi dell'articolo 29 o che non siano attribuite agli Enti Locali ai sensi dell'articolo 31”.

Ciò vuol dire che tutte le funzioni che non sono espressamente assegnate ad altri spettano alle stesse, che in tal modo divengono il soggetto principale del sistema.

Altra esplicitazione di tale rilievo si sostanzia nel riconoscimento della potestà legislativa, che le Regioni hanno sfruttato quasi a pieno: infatti, la maggioranza di esse è intervenuta provvedendo a regolamentare la materia.

Va d'altra parte osservato che lo stesso DLgs 112/98 regolava in modo alquanto analitico la materia, lasciando quindi poco spazio all'iniziativa delle Regioni, tanto che le leggi regionali sono del tutto simili tra loro, nonché al modello dettato dalla normativa nazionale.

Un discorso a parte va fatto in relazione alle Regioni e Province a statuto speciale, che godevano già di una particolare autonomia e che sono potute intervenire sulla base di diversi presupposti, tant'è che l'art. 30 del DLgs 112/98 rimandava al ricorso ad *apposite norme di attuazione*.

Se spostiamo la nostra attenzione sull'aspetto che maggiormente interessa questo capitolo, e cioè l'autorizzazione alla costruzione e gestione di impianti da fonti rinnovabili, si osserva che il DLgs n. 112/98, all'art. 31, ha attribuito alle Province la competenza per il rilascio dell'autorizzazione *all'installazione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia* di potenza inferiore a 300 MW, e tra questi rientrano senz'altro le centrali di produzione di energia rinnovabile.

Si assiste dunque all'attribuzione della competenza legislativa alle Regioni e di quella amministrativa alle Province; nella tabella 5.1 viene riportato uno schema riassuntivo degli interventi legislativi in materia autorizzatoria.

Tabella 6.1 - Analisi comparativa delle leggi delle Regioni a statuto ordinario

Regioni	Legge	Funzioni decentrate alle Province in materia di autorizzazione di impianti
Abruzzo	Legge n. 72/98, Legge n. 11/1999 e Legge n. 110/2000	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/98 (art. 14 Legge 72/98 e leggi successive)
Basilicata	Legge n. 7/99	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/98
Calabria	Legge 17/2000	È stata attribuita una delega alle Amministrazioni provinciali in materia di opere di concessione, linee elettriche ed impianti elettrici con tensione non superiore a 150.000 volt
Campania	DGR 109/2005 e DGR 14/2001	Con le due deliberazioni della Giunta sono stati approvati rispettivamente due disegni di legge regionale. Il primo riguarda il riordino delle funzioni e dei compiti amministrativi della Regione e degli Enti Locali, il secondo contiene disposizioni generali in materia di energia per il riparto dei compiti tra Regione ed Enti Locali
Emilia Romagna	Legge n. 3/99, e Legge 26/2004	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazioni di impianti previste dal DLgs 112/1998
Lazio	Legge 14/1999	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/1998
Liguria	Testo coordinato Liguria n. 18/99 da ultimo modificata dalla legge n. 2/2002	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/1998
Lombardia	Legge n. 1/2000	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/1998
Marche	Legge n. 10/1999 seguita dalla legge n. 13/1999	La legge regionale non prevede l'attribuzione alle Province competenza al rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di impianti di produzione
Molise	Legge n. 34/1999	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/1998 (art. 42)
Piemonte	Legge n. 44/2000 e Legge n. 5/2001	Sono attribuite alle province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/1998 (art. 3 legge 44/2000 e leggi successive)
Puglia	Legge n. 19/00	Sono attribuite alle province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/1998
Toscana	Legge n. 88/98 e Leggi n. 40/00 e n. 1/01	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/98 (art. 29 Legge 88/98 e leggi successive)
Umbria	Legge n. 3/1999	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/98.
Veneto	Legge n. 11/2001	Sono attribuite alle Province le funzioni di autorizzazione di impianti previste dal DLgs 112/98

Come si evince dalla Tabella 6.1, sussiste una forte omogeneità degli interventi regionali, avendo tutti sostanzialmente il medesimo contenuto. Solo due Regioni non hanno adottato delle leggi a seguito del DLgs n. 112/98, in ogni caso il quadro generale non muta perché comunque le Province già sulla base della normativa statale hanno la competenza ad autorizzare gli impianti di produzione di potenza inferiore a 300 MW.

Per quanto riguarda le Regioni a statuto speciale e le Province Autonome il panorama è invece più variegato, in ragione del fatto che godono di prerogative legislative più ampie. Si osserva comunque che l'unica che è intervenuta in materia, comportandosi al pari delle Regioni a statuto ordinario, è il Friuli Venezia Giulia prevedendo, con una legge regionale, la competenza delle Province ad autorizzare gli impianti di potenza inferiore a 300 MW, mentre le altre Regioni e le Province Autonome non hanno adottato delle normative a seguito del DLgs n. 112/98. Da notare che né il DLgs n. 112/98, né le leggi regionali, hanno regolato l'iter che le Province avrebbero dovuto seguire, né hanno fornito indicazioni o principi, che potessero in qualche modo orientare i procedimenti in un'ottica di semplificazione e snellimento.

Il quadro sopra tracciato è stato fortemente modificato dalla riforma del titolo V della Costituzione e, in particolare, dell'art. 117 che attribuisce e ripartisce la potestà legislativa (legge 3/2001). Tale disposizione prevede che: "La potestà legislativa è esercitata dallo Stato e dalle Regioni nel rispetto della Costituzione, nonché dei vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali".

Questa previsione fissa *pari dignità* tra la potestà statale e quella regionale, individuando in concreto tre distinte figure:

- a. la potestà esclusiva dello Stato;
- b. la potestà concorrente tra Stato e Regioni;
- c. la potestà esclusiva delle Regioni.

Tra le materie in cui si esplica la potestà concorrente l'art. 117 annovera la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia.

Si segnala a tal proposito che il Senato della Repubblica, il 23 marzo 2005, ha approvato, senza modificazioni, il disegno di legge costituzionale d'iniziativa del Governo (già approvato, in sede di prima deliberazione dal Senato e modificato dalla Camera dei deputati) denominato *Modifiche alla Parte II della Costituzione*. Viene così ridisegnato il riparto di competenze tra Stato e Regioni in materia di energia. Il legislatore ha inteso delineare chiaramente la sfera di competenza esclusiva statale (potestà di determinare sia i principi generali che le norme di dettaglio) e la sfera di competenza esclusiva regionale. Secondo il disegno di legge costituzionale, allo Stato spetterà la materia relativa alla *produzione strategica, trasporto e distribuzione nazionali dell'energia* mentre alle Regioni quella relativa alla *produzione, trasporto e distribuzione dell'energia*.

Dovranno quindi essere emanate delle norme di specificazione e di dettaglio e soprattutto dovrà essere definita chiaramente la nozione di *produzione strategica* distinta dalla *produzione dell'energia* per non creare possibili conflitti di competenza.

Va, dunque, subito rilevato che alle Regioni è attribuita in materia un'ampia potestà normativa, di modo che i loro interventi non saranno limitati nei confini determinati dal DLgs 112/98, ma potranno spaziare in un ambito ben più ampio.

L'esatta determinazione del riparto di competenze tra lo Stato e le Regioni da un punto di vista astratto appare semplice, posto che il primo deve stabilire i principi fondamentali in materia di energia mentre le Regioni dovrebbero dar concreta attuazione ai suddetti principi con una normativa di dettaglio.

Il vero problema consiste nel determinare in concreto l'esatta linea di demarcazione tra le due sfere di competenza, con particolare riferimento all'individuazione dei limiti entro i quali lo Stato fissando i principi potrà interferire con la potestà regionale.

L'individuazione di tale *confine* assume una notevole rilevanza; si può ragionevolmente immaginare che uno dei temi di maggior interesse dei prossimi anni consisterà, proprio, nel comprendere fino a che punto può spingersi lo Stato nell'adottare una normativa che necessariamente regola la materia in maniera omogenea per tutte le Regioni, e da che punto queste ultime possono invece esercitare le loro funzioni legislative.

La *ratio* della previsione appare evidente: la scelta politica d'investire le Regioni di tali importanti facoltà deve, comunque, essere rapportata all'oggettiva necessità di mantenere un'omogeneità del sistema nazionale, al fine di conservare allo stesso quel carattere sistematico dal quale lo Stato-Nazione non può prescindere.

I principi fondamentali fissati dalla legge dello Stato sono volti, infatti, a garantire che la regolazione delle materie a legislazione concorrente avvenga in maniera uniforme sull'intero territorio nazionale, costituendo una sorta di contrappeso all'attribuzione della potestà legislativa alle singole Regioni.

Alla luce di quanto sin qui visto, appare evidente che le Regioni godono di un notevole grado di autonomia nella regolazione della materia energetica. Si può immaginare una futura attività legislativa in cui ogni Regione esplicherà in pieno le proprie attribuzioni, tenendo conto delle specificità del territorio di riferimento e degli obiettivi tipici di quel territorio. Di conseguenza, non è difficile preconizzare un affievolimento dell'omogeneità, fino ad oggi riscontrata, nella legislazione regionale in attuazione del DLgs 112/98.

A dire il vero, qualche avvisaglia del nuovo sistema s'è già avuta con l'emanazione di diverse disposizioni legislative regionali.

Sarà quindi importante individuare quei caratteri che le singole legislazioni dovranno avere al fine di conservare gli imprescindibili requisiti minimi di unitarietà ed omogeneità del sistema.

Proprio in questo quadro si inserisce il DLgs n. 387/2003 in materia di promozione di energia da fonti rinnovabili, che, in astratto e in base alle considerazioni effettuate nelle righe precedenti, dovrebbe solo delineare i principi fondamentali in materia, a cui le Regioni dovrebbero dare successiva attuazione.

In tale ottica sarebbe in primo luogo necessario verificare in concreto se la misura in esame risponde a tale caratteristica ovvero se si spinge oltre il limite, prevedendo anche regolazioni della materia che non rappresentano principi fondamentali.

L'approfondimento di tale questione risulterebbe certamente interessante, ma questa non appare la sede più opportuna per trattarla; giova osservare inoltre che tale problematica al momento è priva di rilievo concreto in quanto, finché le Regioni non interverranno con proprie leggi a regolare il settore specifico, non si porrà alcun problema di riparto di competenze, perché troverà integrale applicazione il DLgs n. 387/2003 e solo a tale normativa si dovrà fare riferimento.

È evidente che l'attenzione deve concentrarsi sull'esame del predetto provvedimento ma, prima di concentrarsi sugli aspetti di maggior interesse, va compiuta una riflessione di carattere più generale.

Anzitutto, va osservato che il decreto in esame è volto a promuovere lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili, coinvolgendo sia lo Stato che le Regioni, chiamandoli contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali.

A tal fine, infatti, è previsto che lo Stato individui l'obiettivo indicativo nazionale, cioè la quota di energia "verde" che deve essere annualmente prodotta, demandando alla Conferenza Unificata la ripartizione di tale obiettivo nazionale in obiettivi indicativi regionali, cioè nell'indicazione dei livelli di produzione di energia "verde" di spettanza delle singole Regioni.

In concreto sono state previste diverse delle misure volte a favorire la cosiddetta energia pulita¹ e tra queste vanno certamente annoverate quelle previste dall'art. 12 recante disposizioni per la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzatorie per la costruzione e la gestione di impianti di generazione che fanno uso di fonti rinnovabili.

6.2 Il procedimento unico

Nelle righe che seguono saranno indicati i cardini sui quali ruota il procedimento unico previsto dall'art. 12, mentre nei paragrafi seguenti saranno considerati, in maniera più specifica, alcuni aspetti del iter procedurale.

- La competenza al rilascio dell'autorizzazione: anzitutto la competenza² è attribuita alle Regioni, che potranno esercitarla direttamente oppure delegarla ad altro soggetto istituzionale. È interessante notare a questo riguardo che il DLgs n. 112/98 attribuiva tale competenza alle Province, mentre l'attuale disposizione la trasferisce alle Regioni, lasciando poi le stesse libere di delegarla ad altro soggetto, e le Province vanno certamente annoverate tra i possibili destinatari.
- Tempi del procedimento: l'art. 12 provvede inoltre a fissare con precisione i termini che scandiscono l'iter procedurale in questione, a questo riguardo stabilisce che la Regione, entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione, debba convocare una conferenza di servizi e che il termine massimo per la conclusione del procedimento non può essere superiore a 180 giorni.
- Carattere unitario del procedimento: il decreto prevede la realizzazione di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, che sfocia in caso positivo in un'autorizzazione unica, che costituisce titolo per costruire ed esercire

¹ La previsione contiene disposizioni specifiche:

- per facilitare lo scambio di energia prodotta da impianti di potenza non superiore a 20 kW;
- con cui attribuisce al MAP, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e d'intesa con la Conferenza Unificata, competenza ad adottare uno o più decreti con i quali definire i criteri per l'incentivazione della produzione da fonte solare;
- per riconoscere il carattere di energia "verde" anche a parte dell'energia prodotta da centrali ibride.

² L'autorizzazione regionale riguarda sia la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ma anche gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi.

l'impianto. Nel rispetto dei principi di semplificazione e concentrazione dei tempi, il decreto ha voluto dunque evitare la moltiplicazione di procedure, da parte di tutte le amministrazioni che a vario titolo sono coinvolte nel rilascio dell'autorizzazione. L'unica eccezione al principio dell'unitarietà dell'attività istruttoria è costituita dal procedimento di competenza del Ministero dell'Interno per le attività soggette ai controlli di prevenzioni incendi, che non confluisce nel procedimento unico, ma segue il suo normale iter. Per lo svolgimento del procedimento è previsto il ricorso alla conferenza di servizi prevista dalla legge n. 241/90.

- Accordo tra Stato e Regioni: l'art. 12 non lascia tuttavia totalmente libere le Regioni, di riempire il contenitore del procedimento unico. Infatti, su proposta del MAP, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, la Conferenza Unificata deve approvare delle linee guida per lo svolgimento del procedimento unico. Sotto questo profilo si pone tuttavia un problema e cioè come devono comportarsi le Regioni in attesa della loro predisposizione, tenuto conto che non è possibile bloccare il meccanismo del rilascio delle autorizzazioni. Le Regioni dovranno quindi dare attuazione al procedimento unico anche in assenza delle linee guida.
- Regioni a statuto speciale e Province Autonome: per le Regioni a statuto speciale e le Province Autonome non è prevista un'applicazione diretta del decreto, ma le stesse dovranno intervenire nel rispetto degli statuti speciali e delle relative norme di attuazione.

Dalle brevi considerazioni fatte nelle righe precedenti è emerso che la difficoltà che gli operatori del settore energetico incontrano nell'ottenere il rilascio delle autorizzazioni agli impianti di produzione di energia consiste nella complessità e nell'incertezza dei procedimenti autorizzatori.

Una risposta a tale problema è stata data prevedendo una concreta semplificazione delle procedure, scelta che ha coinvolto anche il settore delle fonti rinnovabili.

In questo quadro si è innestato il meccanismo del federalismo, con il riparto delle funzioni tra lo Stato e le Regioni, che se da un lato ha il pregio di avvicinare il centro decisionale al territorio su cui le decisioni si ripercuotono, dall'altro rischia di creare un panorama legislativo regionale che non ha caratteri di omogeneità.

In ordine al secondo aspetto, il decreto sulle fonti rinnovabili sembra volto a superare tali problematiche, fissando dei principi che possano garantire l'omogeneità legislativa sull'intero territorio nazionale, tra cui si rintracciano anche quelli del procedimento unico di rilascio dell'autorizzazione e della fissazione di termini certi per la sua conclusione.

Può dunque concludersi che per i soggetti che intendono operare nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili si è venuto a creare un quadro normativo volto al rilascio delle autorizzazioni in maniera più semplice e con tempi certi, bisognerà tuttavia attendere la risposta delle Regioni.

6.3 L'obiettivo indicativo regionale

Entrando nel merito delle questioni di maggior interesse, ci si pone preventivamente la domanda di come influisca il raggiungimento dell'obiettivo indicativo regionale sul rilascio dell'autorizzazione unica.

Osserviamo anzitutto che il decreto prevede che il Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, stabilisca l'obiettivo indicativo nazionale di produzione di energia "verde", e ciò in ottemperanza della direttiva comunitaria 2001/77.

Per il decennio 2003-2012 le quantità di energia "verde" sono state determinate con la circolare del MAP del 04/06/2003, le cui previsioni sono riportate nella Tabella 6.2.

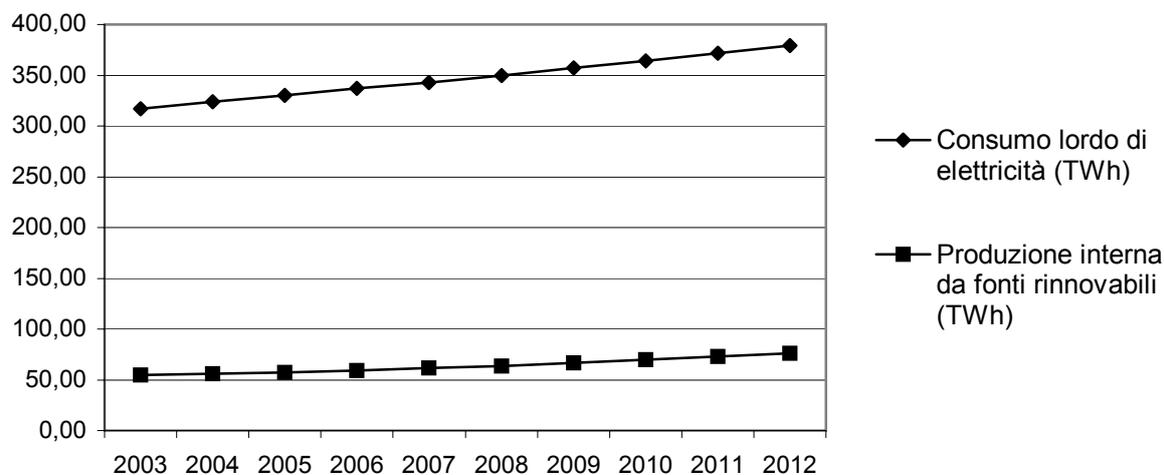
Dalla Tabella 6.2 si rileva che, nel decennio in esame, è previsto un incremento della produzione interna di energia "verde" di quasi il 40%, mentre l'incidenza di questa sul totale dei consumi dovrà aumentare di circa il 2%.

I valori indicati nella Tabella 6.2 rappresentano la quota minima di produzione di energia "verde" e hanno carattere indicativo degli obiettivi, anche in considerazione delle incertezze riguardo al potenziale nazionale effettivamente sfruttabile di alcune fonti.

Tabella 6.2 - Obiettivi indicativi di produzione e consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili per il decennio 2003-2012

Anno	Consumo lordo di elettricità (TWh)	Produzione interna da fonti rinnovabili (TWh)	Importazioni da fonti rinnovabili (TWh)	Consumo di elettricità da fonti rinnovabili (% del consumo lordo)
2003	317	55	12	21,1
2004	324	56	12	21,0
2005	330	57	12	21,0
2006	337	59	12	21,1
2007	343	61,5	12	21,4
2008	350	63,5	12	21,6
2009	357	66,5	12	22,0
2010	364	70	12	22,5
2011	372	73	12	22,8
2012	379	76	12	23,2

Figura 6.1 - Consumo lordo di energia elettrica e produzione interna da fonti rinnovabili



Si tratta comunque di obiettivi impegnativi che quindi renderanno necessario un serio sforzo *autorizzatorio*.

Assai apprezzabile, è la previsione della collaborazione tra lo Stato e le Regioni e del concreto ruolo che queste ultime devono svolgere, per consentire il raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

In tal senso l'art. 10 del decreto ha stabilito che la Conferenza Unificata effettua *la ripartizione tra le Regioni tenendo conto delle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale*. Tale ripartizione ad oggi non è ancora avvenuta.

In sostanza dunque, vengono assegnati gli obiettivi regionali che altro non sono che i risultati minimi in termini di produzione di energia "verde" su ogni territorio regionale.

Dopo aver compreso il senso della previsione degli *obiettivi indicati regionali* ci si chiede come il raggiungimento o meno dei risultati ivi previsti possa incidere sul rilascio delle autorizzazioni e quindi rappresenti un criterio di cui l'Amministrazione debba tener conto nel valutare le domande.

A prima vista appare certo che l'imposizione della produzione di una determinata quantità di energia "verde" pone la Regione (o il soggetto da essa delegato) nella necessità di assumere tutte le più opportune iniziative volte a raggiungere tale risultato; tuttavia tale circostanza non ha una rilevanza diretta ed immediata sulla singola richiesta di autorizzazione.

Anzitutto va osservato che, di fronte della domanda di un provvedimento autorizzatorio, dovrà essere accertata la sussistenza di tutti i requisiti necessari al rilascio nel pieno rispetto della normativa vigente e del potere discrezionale dei soggetti chiamati ad esprimere il loro parere, e pertanto la necessità di raggiungere l'obiettivo fissato non può certo consentire di superare tali aspetti.

In altri termini, un conto è dover costruire delle centrali per raggiungere un determinato livello produttivo, un conto è autorizzare la costruzione di *quella* determinata centrale.

Va ora considerata l'altra faccia della medaglia e cioè: cosa accade quando il risultato "imposto" alla Regione è stato invece raggiunto? Potrebbe, solo per questo, essere negata l'autorizzazione alla costruzione di nuova capacità?

A fronte di un'attenta riflessione sembra doversi dare una risposta negativa. Deve, infatti, considerarsi che la produzione di energia è un'attività libera, cioè non è un'attività che la Pubblica Amministrazione si riserva di dare in concessione, alla luce di valutazioni di sistema quali il fabbisogno di energia, la necessità di calmierare il mercato ed altre.

Di conseguenza, all'operatore che chiede l'autorizzazione a costruire una centrale, non può essere opposto un diniego fondato sulla circostanza che sia stato già raggiunto l'obiettivo regionale.

Il libero mercato dell'energia si fonda su principi ben definiti: la produzione è un'attività libera e i clienti (idonei) possono acquistare energia da qualunque fornitore. Lo scenario in cui tale attività si svolge è quello comunitario e, in tale prospettiva, il raggiungimento dei risultati locali non può limitare la normale competizione economica.

Dunque, la previsione dell'obiettivo regionale costituisce un impegno, per le amministrazioni competenti, a raggiungere quel risultato, senza che però il conseguimento dello stesso possa influire negativamente sulle aspettative degli operatori che hanno richiesto l'autorizzazione.

Sotto questo punto di vista l'obiettivo regionale rappresenta l'indicazione di un risultato minimo, il raggiungimento del quale, tuttavia, non consente di inibire una libera attività imprenditoriale.

Considerando la questione sotto un profilo pubblicistico, e prescindendo quindi dal fatto che la produzione è un'attività libera, si deve osservare che se si potesse negare l'autorizzazione solo sul presupposto di aver raggiunto l'obiettivo regionale, si giungerebbe ad un inaccettabile paradosso rappresentato dal fatto che non si potrebbero costruire centrali da fonti rinnovabili, ma solo da fonti convenzionali.

Superato l'obiettivo, dunque, ad essere favorite sarebbero le fonti convenzionali. Ebbene, visto lo spirito della direttiva comunitaria 2001/77 e del decreto 387/2003, una tale conseguenza sarebbe irrazionale.

Sarà quindi il mercato, con l'incontro tra la domanda e l'offerta, a porre un limite naturale alla produzione di energia.

6.4 L'ubicazione degli impianti

L'individuazione dei siti in cui allocare le centrali di produzione costituisce uno dei maggiori problemi che ci trova ad affrontare quando si discute di fonti energetiche, problematiche che si manifestano sotto diversi profili.

La realizzazione degli impianti dà di frequente luogo a tensioni con le collettività locali, rendendo necessaria l'adozione di criteri *obiettivi* che spersonalizzino l'iter autorizzativo e quindi, in ultima analisi, lo rendano il processo accettabile anche a livello locale.

Senza una preventiva indicazione dei parametri, le amministrazioni procedenti dovrebbero valutare caso per caso l'idoneità del sito prescelto per l'ubicazione dell'impianto, rischiando

oltretutto di concentrarsi sulla particolarità di ogni fattispecie e perdendo di vista la visione d'insieme.

Un altro elemento da tenere in considerazione, è la necessità delle imprese che intendono effettuare degli investimenti, di conoscere tali parametri in modo di evitare di impegnare tempo e risorse per istruire pratiche autorizzatorie destinate ad essere respinte per la valutazione dell'idoneità dei luoghi.

La normativa si limita a prevedere che le linee guida elaborate dalla Conferenza Unificata Stato Regioni devono essere, tra l'altro, volte ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio, e che le Regioni possono procedere all'indicazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti.

Tuttavia, appare evidente l'opportunità per le Regioni di implementare tali previsioni, individuando ulteriori misure volte a fornire criteri generali destinati a meglio definire l'ubicazione degli impianti.

Per quanto concerne i parametri che le Regioni potrebbero utilizzare a questo fine, va ricordato che il decreto consente di individuare i siti e le aree non idonee: un primo intervento regionale potrà riguardare proprio tale indicazione, non stando, anche sotto il profilo giuridico, particolari problemi e potendo addirittura avere una valenza nominativa, cioè indicativa di specifici siti esclusi.

Tecnicamente più interessante, è la problematica legata all'individuazione dei criteri più generali, in base ai quali individuare le aree in cui è possibile realizzare gli impianti.

Sotto tale profilo si può senz'altro far ricorso al metodo fatto proprio da alcuni piani energetici regionali per tutte le tipologie degli impianti di produzione e non già solo per quelli che utilizzano fonti rinnovabili.

Un esame di diverse previsioni regolatorie permette d'individuare i seguenti parametri:

- presenza di reti di trasporto e di elettrodotti;
- bilancio energetico dell'area;
- pressione ambientale sull'area;
- prossimità alle utenze;
- caratteristiche fisiche del territorio.

Vengono quindi presi in considerazione interessi tra loro differenti quali le esigenze tecniche e economiche legate al rapporto tra la struttura da realizzare ed il sistema di trasporto dell'energia e le utenze, la tutela del territorio e dell'ambiente, l'opportunità di responsabilizzare ogni zona affinché si faccia carico di quelle strutture necessarie a fornire l'energia in esso consumata.

È quindi necessario omogeneizzare i parametri, stabilendo il rapporto tra gli stessi, soprattutto quando ci si trovi alla presenza di valutazioni positive rispetto ad un parametro e negative rispetto ad un altro.

Si pensi ad esempio ad un'area che presenti caratteristiche fisiche idonee, sia ben collegata alla rete, ma già sopporti una forte presenza d'infrastrutture e sia energeticamente autosufficiente. Quale tra questi parametri dovrà prevalere?

È necessario dunque rintracciare un metodo attraverso il quale sintetizzare in un unico giudizio le valutazioni rese in base ad ogni singolo parametro.

A questo riguardo per ognuno di essi si potrà attribuire un punteggio dopodiché gli stessi andranno sommati per avere un punteggio complessivo.

Al fine di dare assegnare un giudizio di valore a quest'ultimo dovrebbe però preventivamente stabilirsi una soglia limite, con la conseguenza che solo se supera tale soglia si può esprimere un giudizio di idoneità dell'area.

Ebbene, dopo aver rintracciato dei parametri utili, e il metodo di sintesi delle valutazioni che emergono alla luce degli stessi, le Regioni si troveranno a suddividere il proprio territorio in aree, dando alle stesse una valutazione di idoneità o meno.

Il metodo considerato nelle righe che precedono, è un criterio generale di localizzazione e certamente ha la sua valenza anche per le fonti rinnovabili.

Tuttavia bisogna tenere presente che, di norma, gli impianti che producono energia "verde" sono di taglia medio/piccola, con ridotti effetti inquinanti; questa caratteristica fa sì che alcuni parametri di valutazione potranno assumere minor importanza mentre altri assumeranno una maggiore portata.

A questo riguardo, ad esempio, il parametro della presenza di reti che abbiano capacità di trasporto anche per l'energia elettrica prodotta dal nuovo impianto risulta di minore importanza se la quantità di energia prodotta è di modesta entità.

Analoga considerazione riguarda il contributo che l'impianto da fonte rinnovabile può dare al bilancio energetico dell'area, e se lo stesso incide in maniera rilevante o meno.

Il parametro che assume rilevanza fondamentale invece è quello dell'impatto ambientale sull'area prescelta. Allo stesso bisogna prestare particolare attenzione sia in relazione all'impianto che in relazione alle linee da realizzare per collegarlo alla rete di trasporto.

In conclusione, si può osservare come l'allocazione di nuove centrali costituisce indubbiamente un problema sotto diversi profili e appare quindi opportuna una preventiva indicazione dei parametri che le amministrazioni precedenti considereranno per valutare l'idoneità del sito.

Si deve osservare, inoltre, che il processo di individuazione delle aree più idonee all'allocazione degli impianti, costituisce un'esplicazione del potere di tutela del territorio e di programmazione dello sviluppo delle fonti energetiche e quindi, sotto questo profilo, non comporta una limitazione dell'iniziativa imprenditoriale della produzione di energia.

Il *modus operandi* considerato in questo paragrafo comporta senz'altro un maggior impegno iniziale per le amministrazioni competenti, in termini di valutazione della presenza di reti, analisi dei bilanci energetici delle varie aree, pressione ambientale su ogni singola area e caratteristiche del territorio; tuttavia lo stesso consente di orientare in maniera più semplice e più celere il rilascio delle autorizzazioni.

6.5 Aspetti organizzativi della procedura di rilascio dell'autorizzazione unica

L'obiettivo di facilitare il rilascio dell'autorizzazione non potrebbe essere raggiunto se le procedure amministrative da seguire fossero eccessivamente complesse e farraginose; spesso, infatti, il successo di un'iniziativa legislativa volta a regolamentare efficacemente un'attività economica dipende dal modo con cui le procedure autorizzatorie vengono disciplinate.

Molte imprese, infatti, rinunciano alla realizzazione di valide iniziative per il timore di scontrarsi con meccanismi burocratici dagli esiti troppo lunghi ed incerti.

Il legislatore, nel disciplinare le procedure necessarie al rilascio delle relative autorizzazioni, per non correre il rischio di impedire lo sviluppo di determinati settori produttivi, deve evitare tutte quelle fasi che, in quanto non strettamente necessarie, determinano semplicemente inutili e disincentivanti lungaggini.

La semplificazione amministrativa altro non è che la volontà di procedere ad un radicale snellimento del procedimento amministrativo, in modo da permettere alla pubblica amministrazione di essere più rapida ed efficiente e ai cittadini di poter esercitare, con maggiori garanzie, il loro diritto di controllo sull'azione amministrativa.

6.6 La conferenza di servizi

Il DLgs 29/12/2003 n. 387, persegue tale obiettivo prevedendo una serie di disposizioni ispirate ai principi di semplificazione anzidetti. In particolare, lo fa prevedendo tempi contingentati entro i quali l'amministrazione competente deve provvedere al rilascio dell'autorizzazione e adottando il modulo organizzativo della conferenza di servizi.

Quest'ultima si concretizza in una forma di cooperazione tra pubbliche amministrazioni, attivato dall'amministrazione procedente, quando sia necessario un esame contestuale dei vari interessi coinvolti nel procedimento amministrativo; con esso, si vuole evitare che il procedimento si svolga secondo una rigida consequenzialità che spesso determina un sensibile allungamento dei tempi necessari per addivenire all'adozione del provvedimento finale.

Tra quelle esistenti, la tipologia di conferenza di servizi più efficace è certamente quella di tipo decisorio, poiché solo questa è in grado di sostituire le singole autorizzazioni con un provvedimento finale assunto sulla base dei voti espressi dalle singole amministrazioni partecipanti. In altre parole, attraverso la stessa, l'amministrazione procedente potrà convocare in un'unica assemblea tutte le amministrazioni competenti a pronunciarsi sulla richiesta di autorizzazione, a conclusione della quale, in caso di esito positivo, potrà provvedere immediatamente al rilascio dell'autorizzazione.

Il DLgs 387/03, pur non regolamentandola espressamente, adotta questo tipo di conferenza, limitandosi, per le questioni riguardanti la sua disciplina ad un rimando alla legge 241/90 e successive modifiche. Appare utile, pertanto, una breve analisi di questo istituto, finalizzata a porre in evidenza le implicazioni che possono derivare dalla sua introduzione nell'ambito del procedimento per il rilascio dell'autorizzazione unica.

6.6.1 Funzionamento della conferenza di servizi

Ogni amministrazione vi partecipa attraverso un unico rappresentante, legittimato ad esprimere il voto, in base ad una deliberazione degli organi istituzionalmente competenti, che gli conferisca il potere di esprimere in modo definitivo e vincolante la volontà dell'amministrazione. Quest'ultimo potrà richiedere ai proponenti dell'istanza chiarimenti o ulteriori documentazioni solo per una volta.

È assolutamente importante che le amministrazioni, regolarmente convocate, partecipino alla conferenza. Le amministrazioni assenti, infatti, non potranno successivamente fare opposizione contro i provvedimenti adottati; la legge prevede che i meccanismi impugnatori, previsti dall'art. 14 ter comma 7, possano essere esperiti solo dalle amministrazioni presenti.

Come visto, la conferenza di servizi ha il pregio di permettere un esame contestuale degli interessi coinvolti, ma ve ne è uno ancor più pregnante: la *decisione a maggioranza*.

L'art. 14 quater della legge 241/90 prevede, infatti, una disciplina idonea a soddisfare l'esigenza di evitare che alcune amministrazioni dissenzienti possano, attraverso l'esercizio di un potere di veto, impedire il buon esito del procedimento.

Prima della riforma, la conferenza di servizi era improntata al rispetto del principio dell'unanimità; un provvedimento poteva essere adottato solo se tutte le amministrazioni partecipanti alla conferenza davano parere positivo.

Le amministrazioni dissenzienti, conseguentemente, vengono private del potere di veto.

Si noti a questo proposito che, se l'esame contestuale di più posizioni all'interno di un unico procedimento altro non è che una norma di razionalizzazione del procedimento, che non interferisce sulle potestà delle singole amministrazioni partecipanti, l'introduzione del principio maggioritario ha una portata ben diversa. Infatti, in base ad esso, ad un soggetto viene imposta la volontà di altri e, tenuto conto che i soggetti partecipanti alla procedura sono portatori di interessi ed esigenze spesso diversissime tra loro (interessi locali, ambientali, tecnici, storico culturali ecc.), la maggioranza surroga non solo la decisione del soggetto dissenziente, ma anche la sua competenza.

Il legislatore, in altre parole, mosso dall'esigenza di rendere più agevole il rilascio di autorizzazioni per la costruzione di centrali, sacrifica alcune posizioni che, in un'ottica di bilanciamento di interessi contrapposti, vengono considerate di minor valore rispetto all'esigenza di costruire gli impianti.

Naturalmente non tutti gli interessi coinvolti possono essere sacrificati sull'altare di Kyoto; il legislatore, consapevole di questo, ha attuato una disciplina specifica che permette di correggere eventuali disfunzioni dovute all'applicazione di un principio maggioritario cosiddetto puro.

I correttivi introdotti permettono di distinguere tra i vari pareri sfavorevoli espressi.

Il principio maggioritario cessa di operare in presenza di un parere negativo espresso da amministrazioni preposte alla tutela di interessi *rafforzati*.

L'esigenza di costruire centrali è considerata prioritaria, tuttavia, laddove questa si dovesse scontrare con situazioni considerate anch'esse primarie, si apre una seconda fase che, pur non impedendo l'adozione di un provvedimento, attribuisce ad altro soggetto il potere di decidere. In concreto si possono distinguere due ipotesi: la prima riguarda l'eventualità in cui la conferenza di servizi si conclude con una maggioranza di posizioni favorevoli sulla proposta dell'amministrazione procedente, tuttavia, tra il ventaglio delle posizioni (minoritarie) dissenzienti, vi è quello espresso da una o più amministrazioni preposte alla cura degli interessi specificatamente indicati al comma 3 dell'art. 14 quater (tutela ambientale, paesaggistico territoriale, del patrimonio storico-artistico, tutela della salute).

In questo caso è previsto un meccanismo di sostituzione che attribuisce il potere di procedere ad un'autorità diversa, correttamente definita di vertice e come tale idonea a compiere una sintesi politica delle varie posizioni.

Questo meccanismo prevede, infatti, che la decisione venga rimessa al Consiglio dei Ministri, ove l'amministrazione dissenziente ovvero quella precedente sia un'amministrazione statale, ovvero ai componenti esecutivi degli Enti territoriali negli altri casi (ad esempio la Giunta regionale). Questi organismi sono tenuti a pervenire ad una decisione definitiva entro un termine di trenta giorni.

La seconda riguarda l'ipotesi in cui, per la realizzazione del progetto, sia necessaria l'acquisizione della VIA (Valutazione di Impatto Ambientale. In caso di provvedimento negativo trova applicazione l'art. 5, comma 2, lettere c-bis, della legge 23 agosto 1988, n. 400, a mente del quale il Consiglio dei Ministri (sempre su VIA regionale), su impulso del Presidente, può svolgere una funzione di mediazione per il superamento dei contrasti tra amministrazioni.

Infine, un'apposita disciplina è contenuta nel DLgs 387/03, dove si prevede che restano ferme le procedure di competenza del Ministero dell'Interno vigenti per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi. L'interesse alla sicurezza, pertanto, verrà valutato in un ambito diverso dalla conferenza di servizi. Si assiste, dunque, ad un'ulteriore posizione ritenuta talmente importante che né può essere sacrificata dal principio maggioritario e né passerà al vaglio dell'organo politico, ma seguirà il suo corso autonomamente e sarà in grado di bloccare il rilascio dell'autorizzazione. Nel caso in cui la votazione in seno alla conferenza di servizi dia esito positivo, l'amministrazione precedente dovrà provvedere al rilascio dell'autorizzazione unica.

L'autorizzazione unica, come stabilito dall'art. 12 DLgs 387/03, costituisce titolo a costruire ed esercitare l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto. Il provvedimento finale, pertanto, è puramente dichiarativo della decisione assunta e verbalizzata in sede di conferenza di servizi, dalla quale l'amministrazione precedente non ha possibilità di discostarsi.

Va ricordato che è previsto un termine massimo per la conclusione del procedimento, che non può essere superiore a centottanta giorni. Il termine inizia a decorrere dal momento in cui l'amministrazione precedente riceve l'istanza di autorizzazione. Il mancato rispetto dei tempi previsti non può essere considerato privo di conseguenza; il soggetto che abbia richiesto il rilascio dell'autorizzazione, qualora nel termine stabilito non l'abbia ottenuta, potrà attivare i rimedi giurisdizionali previsti in tema di silenzio-inadempimento.

6.6.2 I partecipanti alla conferenza di servizi

È opportuno, infine, esaminare un ulteriore aspetto rappresentato dall'individuazione dei soggetti che debbono essere invitati a partecipare alla conferenza dei servizi, posto che l'art. 12 si limita a richiamare genericamente tutte le amministrazioni interessate. A questo riguardo si può notare subito una differenza con un procedimento unico relativo alle fonti convenzionali, regolato dalla legge n. 55 del 9/4/02 *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge n. 7/02, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale* (c.d. sblocca centrali), in cui il legislatore nazionale ha individuato con maggiore precisione le amministrazioni partecipanti.

In mancanza di tale individuazione sarà compito della Regione (o del soggetto da essa delegato) individuare i soggetti che debbono essere invitati alla procedura, e convocare la conferenza dei servizi.

Si presenta estremamente importante procedere a questa individuazione per due ordini di ragioni: in primo luogo perché è l'unico modo attraverso cui i soggetti portatori di interessi rilevanti possono esprimere il loro parere nella procedura e, in secondo luogo, perché applicandosi in sede di conferenza di servizi il principio maggioritario, l'individuazione dei soggetti partecipanti determina il *quorum* e ha una diretta influenza sul risultato del voto.

Al fine di procedere a siffatta individuazione bisogna comprendere lo scopo del procedimento unico previsto dall'art. 12 DLgs 387/2003. Ebbene, la funzione di tale procedimento è quella di far confluire in un unico contesto una pluralità di amministrazioni, che altrimenti dovrebbero essere sentite in differenti procedimenti, ognuno dei quali volto all'emanazione di un atto amministrativo, nella materia di propria competenza.

Alla luce di tale finalità dovranno essere invitati tutti quei soggetti ed uffici che, fino ad oggi, erano competenti a adottare atti amministrativi in materia di impianti da fonti rinnovabili.

A tal proposito, si precisa come il DLgs 387/2003 non ha influito sulle competenze delle varie amministrazioni ad emettere gli atti richiesti dalla legislazione, ma si è limitato a prevedere, con il procedimento unico, una diversa modalità attraverso la quale tali amministrazioni esprimono le proprie determinazioni.

A mero scopo esemplificativo si presenta utile individuare nelle righe che seguono le Amministrazioni che nella maggioranza dei casi partecipano al procedimento autorizzatorio.

Regione

I settori regionali coinvolti nel procedimento unico variano a seconda dei casi, tuttavia vi sono dei settori che certamente devono essere coinvolti:

- il settore energia;
- il settore tutela dell'ambiente, il Servizio VIA (in quanto competente in materia di Valutazione d'Impatto Ambientale);
- le strutture regionali deputate alla tutela di particolari materie che, in base alle specifiche del progetto dell'impianto, vengono coinvolte e che possono essere a titolo esemplificativo individuate nel settore difesa suolo, settore tutela beni ambientali-paesaggistici culturali, settore lavori pubblici, settore ecologia e tutela dell'ambiente, settore tutela del patrimonio idrogeologico.

Comuni

Certamente un'amministrazione parte obbligatoria del procedimento è il Comune sul cui territorio è richiesta l'ubicazione dell'impianto di generazione.

Per quanto riguarda i comuni limitrofi non esisterebbe un obbligo di invitare gli stessi, ma sarà l'amministrazione procedente a valutarne l'opportunità in base alle specifiche del progetto.

Province

Laddove gli impianti, per cui è richiesta l'autorizzazione, interessino anche materie di competenza provinciale, quali l'emissione in atmosfera, la materia delle acque, sarà necessario invitare alla conferenza di servizi anche tale amministrazione.

Amministrazioni interessate relativamente a questioni tecniche

Vi sono delle amministrazioni interessate a partecipare al procedimento unico, a cagione della circostanza che il progetto presentato investa delle materie di ordine tecnico alla cui tutela e sorveglianza tali amministrazioni sono deputate.

A questo riguardo si precisa che ve ne sono alcune che devono essere sempre invitate e sono:

- l'ARPA;
- l'ASL.

Altre amministrazioni dovranno essere invitate solo se le specificità del progetto investono settori di loro competenza e sono:

- il Genio Civile, laddove vi siano opere di sua competenza;
- il GRTN, Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, laddove sia richiesta anche l'autorizzazione alla costruzione di linee elettriche di collegamento alla rete nazionale;
- il Comando di Squadra Aerea presso lo Stato Maggiore dell'Aeronautica, e il Comando logistico Aeronautica Militare, Reparto Infrastrutture, e l'Ente nazionale per l'Aviazione Civile, quando si tratta di impianti eolici;
- i Comandi Regionali Militari, se gli impianti sono posti vicino a zone di interesse militare;
- l'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia, in ipotesi di impianti alimentati da fonte geotermica;
- il Ministero delle Comunicazioni, se gli impianti possono generare delle interferenze con le linee di comunicazione di servizio pubblico;
- l'ANAS, se le opere sono poste nelle vicinanze di strade di sua competenza.

Amministrazioni interessate per la particolarità di territori sottoposti a vincoli

Vi sono, infine, amministrazioni deputate alla tutela e alla sorveglianza di territori sottoposti a particolari vincoli che devono partecipare al procedimento quando è richiesta l'ubicazione dell'impianto nella zona in cui hanno competenza.

Tali soggetti sono:

- gli Enti Parco o, in mancanza, le competenti strutture regionali;
- il Corpo Forestale dello Stato;
- i Consorzi di Bonifica e Irrigazione;
- il Dipartimento Militare Marittimo,
- la Soprintendenza per i beni architettonici e per il paesaggio, per il patrimonio storico, artistico e demo - etno - antropologico;
- l'Autorità cui è affidata la vigilanza dei siti di importanza comunitaria;
- l'Autorità cui è affidata la vigilanza delle zone di protezione speciale nonché dei siti di interesse regionale.

6.7 Considerazioni conclusive

Alla luce di quanto sin qui scritto risulta evidente che la costruzione teorica dovrebbe rendere più agevole per gli operatori ottenere le autorizzazioni, essendo previsti non solo tempi certi ma addirittura ristretti e la possibilità di superare i pareri negativi di alcune amministrazioni interessate. Tuttavia, un conto è la costruzione teorica di un sistema, altro è la sua attuazione e, a tale riguardo, sarà interessante verificare come quest'ultima si svolgerà.

Proprio in tale prospettiva può essere utile volgere lo sguardo a come le Regioni stiano provvedendo a dare attuazione al procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni previsto dal DLgs 387/2003.

Come visto, l'art. 12 comma 10 DLgs 387/2003 prevede l'adozione di linee guida per lo svolgimento della procedura autorizzatoria che la Conferenza Unificata deve approvare. Siccome tali linee guida non sono state ancora adottate, è interessante analizzare il comportamento delle Regioni, considerato che quest'ultime non possono certo bloccare il rilascio delle procedure autorizzatorie, sol perché si devono attendere *le linee guida*.

A questo riguardo, si osserva come la procedura volta al rilascio dell'autorizzazione in questione potrebbe essere disciplinata dalla Regione con una legge regionale oppure con un provvedimento amministrativo. Ovviamente, la prima permetterebbe alle Regioni di determinare in maniera più incisiva la materia, mentre con il secondo il potere di distaccarsi dalla linea tracciata dal decreto appare minore.

Da un'analisi a campione di diverse Regioni³ italiane si evince una disomogeneità di *modus operandi* (Tabella 6.3).

Alcune Regioni, infatti, non hanno ancora attuato la normativa nazionale e avviato la procedura autorizzatoria unica, in attesa della stesura delle linee guida; altre, invece, hanno già ricevuto un cospicuo numero di domande di autorizzazione, adottato le relative procedure ed alcune avviato, anche, l'iter autorizzatorio.

³ Si fa presente che per le Regioni a statuto speciale e le Province Autonome non trova diretta applicazione il decreto ma le stesse dovranno adottare apposite normative.

Tabella 6.3 - Stato di attuazione del procedimento unico⁴

REGIONE	Regioni che hanno avviato l'iter autorizzatorio previsto dall'art. 12 del DLgs 387/2003	Regioni che stanno regolando la procedura autorizzatoria con legge o provvedimento amministrativo
Abruzzo	Sono in corso procedure autorizzatorie	O
Basilicata	Non risultano procedure in corso	Sta regolando la procedura
Calabria	Sono in corso procedure autorizzatorie	O
Campania	Sono in corso procedure autorizzatorie	Sta regolando la procedura
Friuli Venezia Giulia	Non risultano procedure in corso	O
Liguria	Non risultano procedure in corso	O
Lombardia	Non risultano procedure in corso	O
Lazio	Non risultano procedure in corso	O
Marche	Non risultano procedure in corso	Sta regolando la procedura
Molise	Non risultano procedure in corso	Sta regolando la procedura
Piemonte	Non risultano procedure in corso	O
Puglia	Sono in corso procedure autorizzatorie	O
Sicilia	Sono in corso procedure autorizzatorie	O
Sardegna	Non risultano procedure in corso	O
Toscana	Non risultano procedure in corso	O
Provincia di Trento	Non risultano procedure in corso	O
Provincia di Bolzano	Non risultano procedure in corso	O
Valle d'Aosta	Non risultano procedure in corso	O

⁴ Le informazioni riportate nella Tabella 5.3 sono il frutto di interviste ai funzionari di alcune Regioni aggiornate a dicembre 2004. Le celle contrassegnate con il segno "O" indicano che le Regioni nulla hanno ancora fatto.

Capitolo 7

Tecnologie e mercato delle rinnovabili

7.1 Premessa

In questo capitolo viene tracciato un panorama sintetico delle tecnologie, dei sistemi e dei relativi componenti d'impianto più utilizzati per la produzione di energia da fonti rinnovabili. In relazione alle diverse fonti di energia e tecnologie viene inoltre identificato, per i principali componenti del sistema, un primo quadro di riferimento della situazione del mercato in Italia e nelle principali aree geografiche. La quantificazione del contributo energetico apportato per area geografica dalle diverse fonti attraverso le tecnologie identificate è oggetto del capitolo 1 di questo rapporto; i riferimenti sintetici di seguito proposti hanno il solo scopo di completare il quadro di riferimento con l'identificazione degli ambiti di mercato.

7.2 Energia eolica

7.2.1 Componenti e sistemi

Attraverso l'impiego di macchine (eoliche) l'energia del vento viene trasformata in energia meccanica di rotazione; per la produzione di energia elettrica la macchina è dotata di un generatore elettrico e viene denominata aerogeneratore. Un impianto eolico è costituito da uno o più aerogeneratori, collegati mediante cavi interrati alla rete di trasmissione presso cui viene realizzato il punto di consegna dell'energia elettrica, secondo uno schema che ottemperi sia alle esigenze di carattere tecnico che di inserimento nel territorio.

In base alla loro dislocazione sul territorio gli impianti eolici possono essere classificati in impianti sulla terraferma (*onshore*) e impianti sul mare (*offshore*). Le principali tipologie dei sistemi *onshore* sono: centrali eoliche, impianti isolati, sistemi ibridi.

Le centrali eoliche forniscono alla rete nazionale il contributo più significativo in termini di energia elettrica prodotta e rappresentano la tipologia di sistema che più si è sviluppata sul piano tecnologico e per la quale si sono determinati i maggiori successi di penetrazione nel mercato.

La tipologia degli impianti isolati comprende aerogeneratori per alimentazione di utenze singole o multiple (la continuità del servizio è assicurata da un sistema di accumulo), e aeromotori specifici per applicazione, ad esempio per il pompaggio dell'acqua.

Tra i sistemi ibridi si possono citare i sistemi eolico-diesel ed eolico-idroelettrico.

L'aerogeneratore

Le pale della macchina (comunemente in numero da una a tre) sono fissate su di un mozzo e, nell'insieme, costituiscono il *rotore*. Il mozzo è poi collegato ad un primo albero – *albero lento* – che ruota alla stessa velocità angolare del rotore e, dopo il collegamento ad un *moltiplicatore di giri*, si diparte un *albero veloce* che ruota con velocità angolare data dal prodotto di quella del primo albero per il moltiplicatore di giri. Sull'albero motore è posizionato un freno, a valle del quale si trova il *generatore elettrico*, da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza. Tutti questi elementi sono ubicati in una cabina detta *navicella* o *gondola* la quale a sua volta è posizionata su di un supporto-cuscinetto, orientabile in base alla

direzione del vento. La navicella è dotata di un sistema di controllo di potenza¹ e di un controllo dell'imbardata² e posizionata su di una *torre*, che può essere a traliccio o tubolare (di forma conica), ancorata al terreno tramite un'opportuna fondazione in calcestruzzo armato.

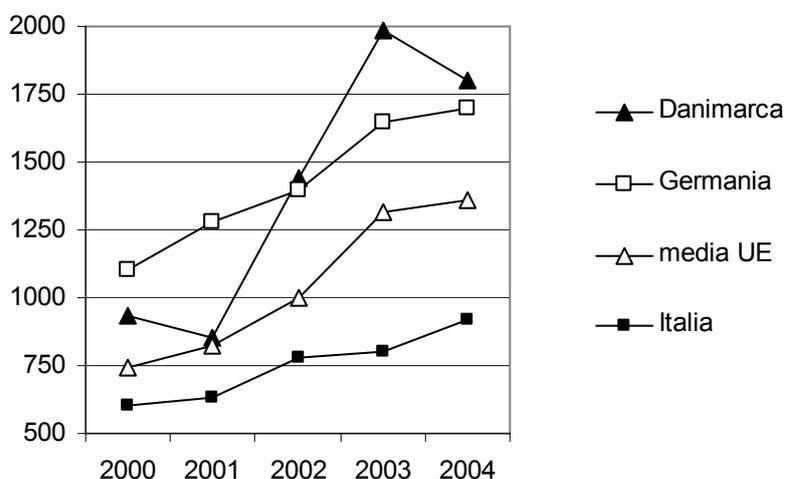
Le macchine eoliche sono classificabili in funzione di numerose variabili: in funzione della posizione dell'asse di rotazione, della potenza, della velocità del rotore, del numero di pale, del tipo di regolazione ecc. In funzione della loro dimensione le macchine eoliche sono classificabili in:

- piccola (potenza 5-100 kW; diametro rotore 3-20 m; altezza torre 10-20 m);
- media (potenza 100-1.000 kW; diametro rotore 20-60 m; altezza torre 20-60 m);
- grande (potenza 1.000-3.600 kW; diametro rotore 55-100 m, altezza torre 60-100 m).

7.2.2 Prospettive della tecnologia e costi

Si conferma negli ultimi anni la tendenza all'aumento della taglia media degli aerogeneratori installati: dai 50 kW degli anni 80 fino ai 5 MW odierni³. In Figura 7.1 è indicata la taglia media degli aerogeneratori installati in alcuni paesi e la media europea. Anche in Italia, nonostante l'orografia complessa del territorio, si può notare un aumento contenuto ma costante delle potenze installate, destinato a crescere ulteriormente dal momento che, alla fine del 2004, erano installate oltre 60 macchine di potenza superiore a 1 MW e si prevede che a queste se ne aggiungeranno presto altre, già in fase di avanzata realizzazione.

Figura 7.1 - Taglia media del parco eolico in Europa (kW). Anni 2000-2004



Fonte: elaborazioni su dati EurObserv'ER

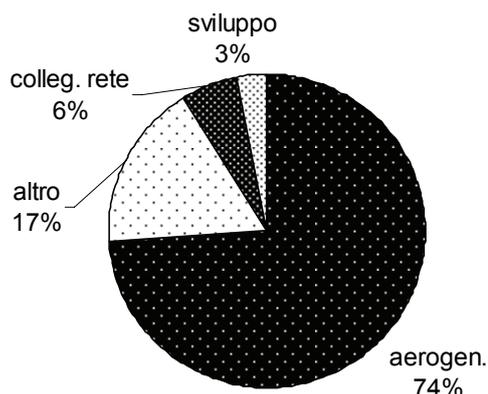
¹ Il sistema controllo di potenza ha il duplice scopo di regolare la potenza in funzione della velocità del vento istantanea, così da far funzionare la turbina il più possibile vicino alla potenza nominale, e di interrompere il funzionamento della macchina in caso di vento eccessivo.

² Il controllo dell'imbardata consiste in un controllo continuo del parallelismo tra l'asse della macchina e la direzione del vento.

³ Alla fine del 2004, erano già in esercizio nove aerogeneratori della classe 4-5 MW; due di questi, di produzione tedesca, con potenza di 5 MW e diametro delle pale di 116 m e 126 m.

I moderni aerogeneratori hanno caratteristiche modulari, sono affidabili e si collocano nel sito in tempi molto brevi; sono costruiti per operare in modo continuativo, con scarsa manutenzione (ogni 6 mesi) e poco personale (2 addetti per ogni 20-30 macchine) per un periodo di oltre 20 anni. La tipologia più diffusa è quella tripala. Le prospettive di sviluppo tecnologico del settore riguardano, prevalentemente, l'impiego di materiali innovativi in grado di realizzare sistemi di sempre maggiori dimensioni a prezzi contenuti e di incrementare efficienza e affidabilità del sistema. Fondamentale, per la sostenibilità ambientale di questa tecnologia, è l'obiettivo di ridurre l'impatto complessivo del sistema sull'ambiente in tutte le fasi del suo ciclo di vita: nella fase di costruzione, nella fase di installazione, nella fase di esercizio (con la riduzione dell'impatto visivo e acustico), nella fase di dismissione. La crescita del mercato ha determinato una forte diminuzione dei costi; oggi il costo del kWh prodotto da fonte eolica si è ridotto a un quinto di quello di 20 anni fa. Per gli aerogeneratori con potenza intorno ad 1 MW, il costo del kW installato si colloca tra 900 e 1.100 €. In Italia, dal momento che buona parte delle aree ventose è localizzata in aree che presentano complesse caratteristiche morfologiche, i costi legati al sito, in particolare all'accessibilità e al collegamento alla rete, possono avere un'incidenza maggiore portando il costo specifico totale ad oltre i 1.200 €/kW e il costo della produzione elettrica da eolico tra 5-6 c€/kWh.

Figura 7.2 - Suddivisione percentuale dei costi per gli impianti *onshore*. Anno 2002

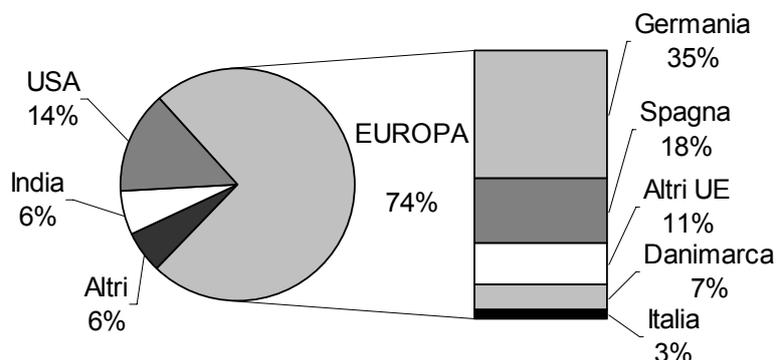


Fonte: EWEA, European Wind Energy Agency, 2003, Wind Energy-The Facts

7.2.3 Diffusione della tecnologia

L'area geografica con la maggiore dotazione di impianti eolici è l'Europa, con il 74% circa del totale, dovuto, per il 50% circa, al parco eolico tedesco. Spagna, Danimarca e Italia sono gli altri paesi europei con significative installazioni eoliche mentre nel resto del mondo si evidenziano gli USA, con il 14% del totale, e l'India con il 6%, mentre Cina e Giappone si attestano su valori intorno all'1,5%.

Figura 7.3 - Parco eolico mondiale per aree geografiche. Anno 2004

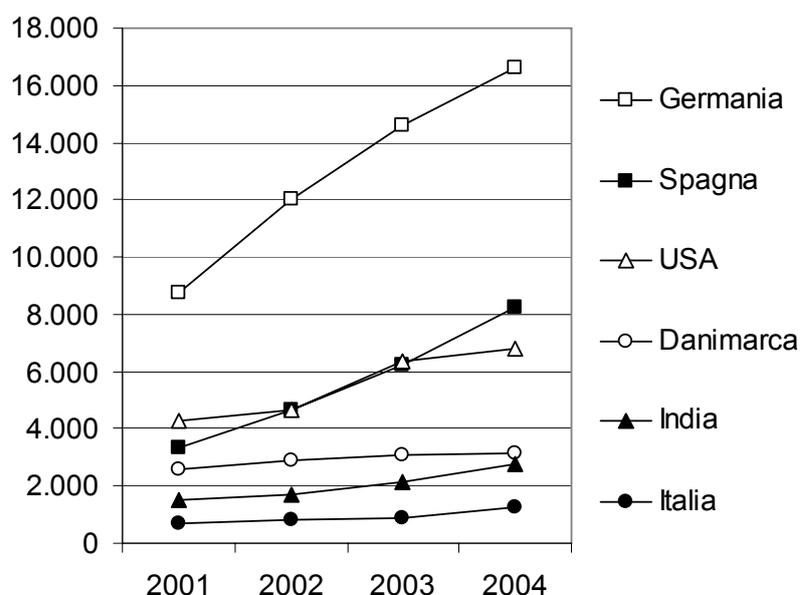


Fonte: elaborazione sui dati EurObserv'ER 2004

In Figura 7.3 è rappresentata la distribuzione delle installazioni eoliche in alcune aree geografiche e, con maggiore dettaglio, in Europa.

In Figura 7.4 si vede come la Germania occupi una posizione di leader incontrastato nel settore a livello mondiale ma come sia la Spagna, pur restando su valori di diffusione nettamente inferiori a quelli tedeschi, a segnare gli incrementi più significativi negli ultimi 4 anni. Discontinuo, ma con *trend* positivo, appare lo sviluppo dell'eolico negli USA; sempre più marcato negli ultimi anni lo sviluppo in India mentre appare evidente la difficoltà a decollare che ha questo settore in Italia. Un discorso a parte merita la Danimarca che, saturato rapidamente il mercato interno, appare ora proiettata sui mercati dell'esportazione.

Figura 7.4 - Potenza installata in alcune aree geografiche (MW). Anni 2001-2004



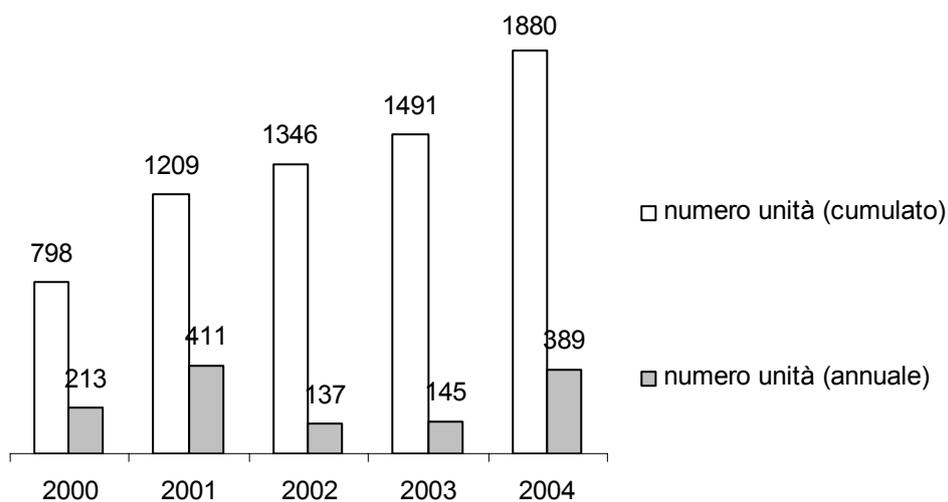
Fonte: elaborazione sui dati EurObserv'ER

La capacità eolica nel mondo ha superato a fine 2004 i 47 GW installati; ma la crescita rilevata negli ultimi dieci anni, con un aumento totale nel periodo del 30% circa, ha fatto segnare per la prima volta nel 2004 una flessione (intorno al 5%) rispetto alla potenza installata nell'anno precedente. In Europa, invece, sono stati installati nel 2004 impianti per una potenza di oltre il 20% superiore a quella installata nel 2003.

Con una nuova capacità installata nel 2004 di 357 MW di impianti connessi alla rete elettrica, il parco eolico italiano arriva, alla fine del 2004, a 1.265 MW, con 1.880 aerogeneratori connessi alla rete e collocandosi in Europa dopo Germania, Spagna e Danimarca e poco prima dell'Olanda. La significativa ripresa delle installazioni si è concentrata negli ultimi mesi del 2004 contribuendo ad una produzione complessiva di elettricità da fonte eolica di poco superiore a 1,8 TWh, con una crescita del 25% circa rispetto al 2003.

Tale ripresa sembra proseguire nel primo semestre 2005, che ha visto la realizzazione di nuovi impianti per 225 MW. A fronte di tale ripresa permangono nel nostro Paese i noti problemi di accettabilità di questa tecnologia emersi in alcune aree del paese, che hanno influenzato negativamente in sede locale l'iter, già di per sé lungo e accidentato, necessario alla realizzazione di un intervento sul territorio.

Figura 7.5 - Andamento delle installazioni eoliche in Italia. Anni 2000-2004



Fonte: ENEA

7.2.4 Mercato

Ipotizzando un valore medio di 1 M€ per MW eolico installato si stima in Europa un mercato che si avvicina a 6.000 M€ l'anno. In questo ambito, la Danimarca risulta il paese leader nella produzione di sistemi eolici, con un giro d'affari stimato di circa 3.000 M€, cresciuto di un fattore dieci negli ultimi 12 anni.

Segue la Germania che, secondo recenti stime BWE⁴ presenta un giro di affari pari a circa 5.000 M€⁵, e un numero di occupati nel settore che sfiora le 60.000 unità, di cui oltre 20.000 impiegate all'estero.

Il mercato dell'energia eolica continua ad espandersi e si stima che, tra il 2002 e il 2003, in Europa abbia comportato un aumento dell'occupazione quantificabile in 95.000 nuovi posti di lavoro con un giro d'affari di circa 6.000 M€. Il numero di turbine prodotte è passato, nei paesi IEA, da 34.351 nel 1999 a 49.126 nel 2003; il 72,2% di queste viene fabbricato in Europa. Secondo dati EurObserv'ER, quasi il 95% delle turbine installate sono prodotte dalle prime dieci aziende del settore (Tabella 7.1).

Tabella 7.1 - Mercato e occupati delle aziende leader del settore eolico. Anno 2003

Imprese	Mercato			Occupati	Paese
	MW	quota	M€		
Vestas	1812	22,3%	1653	6525	Danimarca
GE Wind Energy	1503	18,5%	nd	nd	USA
Enercon	1273	15,6%	1196	nd	Germania
Gamesa	956	11,7%	853	2154	Spagna
Neg-Micon	855	10,5%	1100	2154	Danimarca
Bonus	552	6,8%	332	853	Danimarca
Repower	291	3,6%	286	524	Germania
Nordex	242	3,0%	nd	nd	Germania
Mitsubishi	218	2,7%	nd	nd	Giappone
Sulzon	178	2,2%	nd	nd	India
Altri	263	3,2%	nd	nd	(vari)

Fonte: elaborazioni su dati EurObserv'ER

Nel marzo 2004, le due più grandi società danesi, la Vestas, impresa leader nel mercato con una quota di mercato del 22,3%, e la Neg Micon hanno effettuato una fusione; la nuova joint-venture, che ha mantenuto il nome Vestas (per l'80% controllata da Vestas e il 20% da Neg Micon) ha prodotto, nel 2004, 2.951 MW (2.667 MW la produzione combinata delle due società nel 2003) e si appresta a divenire il leader mondiale dell'industria eolica con una significativa capacità produttiva.

Sul mercato italiano si segnalano: costruttori di turbine eoliche, torri, mozzi e materiali elettrici; aziende che si occupano delle opere elettriche e civili, ma soprattutto molti "promotori" che curano la realizzazione e, il più delle volte, gestiscono gli impianti eolici.

⁴ BWE (Bundesverband Energie e.V.), Associazione dell'energia eolica tedesca.

⁵ Sono compresi nella stima oltre 2.000 M€ dalle attività di produzione e installazione, 500 M€ da gestione e manutenzione e quasi 2.000 M€ provenienti dalle esportazioni.

A questi si aggiungono le società che si occupano dello sviluppo dei siti, delle campagne anemologiche, delle rivelazioni topografiche e, in generale, di attività di ricerca e consulenza. I maggiori operatori, tuttavia, risultano essere le imprese multinazionali, che producono all'estero generatori e componenti eolici ed operano sul mercato nazionale con consociate alle quali delegano i servizi di progettazione, installazione e assistenza.

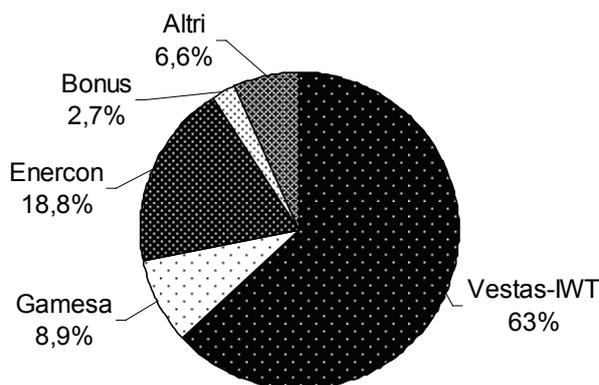
Sul mercato aumenta di importanza la capacità di offrire aerogeneratori con potenza unitaria sempre maggiore e si va diffondendo il ricorso a nuovi materiali che permettano una maggiore resa a parità di potenziale ventoso, la riduzione dei tempi di consegna e la semplificazione della fase di installazione. La competizione nel settore risulta elevata e basata principalmente su innovazione e servizi; l'assistenza offerta al cliente, unitamente ad un buon rapporto prezzo/qualità, risulta infatti uno dei fattori critici di successo.

Il maggiore produttore di aerogeneratori in Italia è la Vestas Italia srl, del gruppo Vestas⁶.

Ad oggi, le turbine prodotte e installate in Italia sono più di 1.000, per un totale di oltre 1.000 MW allacciati alla rete, che corrispondono a una quota di oltre il 60% del mercato. Nel 2004, la Gamesa e la Vestas con i loro prodotti sono stati i principali operatori sul mercato nazionale. In particolare, gli ordini ricevuti per l'installazione di turbine Vestas V 52 (850 kW) nel prossimo futuro (2005-2006) hanno determinato un notevole slancio alla società italiana, che oggi occupa più di 450 persone. Vestas Italia, inoltre, sta attualmente realizzando i due maggiori progetti in Italia, per un totale di 70 MW ciascuno, attraverso l'utilizzo di turbine V 80 (da 2 MW).

All'inizio del 2004, sono entrati per la prima volta sul mercato italiano GE Wind Energy e Repower che, alla fine di giugno 2005, hanno completato la realizzazione di un progetto di due *wind farm* in Sardegna e Puglia per una potenza totale di oltre 90 MW (36 turbine da 1,5 MW e 19 da 2 MW). La Figura 7.6 riporta le quote percentuali dei maggiori costruttori presenti sul mercato eolico italiano nel 2004.

Figura 7.6 - Quota percentuale dei costruttori nel mercato eolico italiano. Anno 2004



Fonte: elaborazioni su dati EurObserv'ER

⁶ Lo stabilimento ha una capacità produttiva annua di 400 MW ed è l'unica unità produttiva del Gruppo Vestas in tutto il mondo in cui si producono turbine V52-850 kW. Il numero di dipendenti impiegati nello stabilimento è pari a 500 unità, mentre l'indotto stimato è di circa 1.000 unità, concentrate soprattutto nelle regioni del Mezzogiorno. *Prospettive e innovazioni tecnologiche nell'industria dell'Eolico*, F.P. Liuzzi, Vestas Mediterranean East, 15 giugno 2005.

Altri produttori di aerogeneratori in Italia sono Leitner e Jonica Impianti, i cui prototipi realizzati nel 2003 stanno avendo una buona diffusione. Leitwind è il prototipo da 1,2 MW realizzato dalla Leitner, caratterizzato da trasmissione di potenza diretta (senza moltiplicatore di giri); JIMP20 è una piccola turbina di 20 kW, caratterizzata da un generatore elettrico sincrono, multipolare a magneti permanenti a flusso assiale, realizzata da Jonica Impianti in una prima serie di 30 unità; buone sembrano al momento le prospettive commerciali.

Per quanto riguarda l'occupazione, si può stimare, per la produzione di 1 TWh, un valore di 542 operatori del settore tra tecnici, impiegati e operai. In Italia, la produzione annuale di energia eolica è di circa 2 TWh, che riconduce a più di 1.000 operatori diretti, ai quali è necessario aggiungerne altrettanti, considerando tutto l'indotto⁷.

7.3 Energia solare fotovoltaica

7.3.1 Componenti e sistemi

Gli impianti fotovoltaici, indipendentemente dalla loro taglia che può variare in un intervallo molto esteso (da qualche centinaia di W a decine di MW), sono classificabili in impianti connessi alla rete (*grid connected*) e isolati (*stand alone*). Negli impianti connessi a una rete elettrica di distribuzione, l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o per essere immessa nella rete stessa (con la quale lavora in regime di "scambio sul posto"⁸), a seconda delle condizioni istantanee della generazione fotovoltaica e dell'utilizzatore.

Negli impianti isolati, l'energia prodotta alimenta direttamente un carico elettrico (in continua o in alternata), mentre la parte in eccedenza viene generalmente immagazzinata in un apposito sistema di accumulo, per renderla disponibile all'utenza nelle ore di generazione fotovoltaica nulla o insufficiente. Sostanzialmente, la rete di distribuzione negli impianti *grid connected* e il sistema di accumulo negli impianti *stand alone* si comportano in maniera del tutto analoga.

In un impianto fotovoltaico, che è costituito da un insieme di più componenti elettronici ed elettrici, oltre alle strutture (tipicamente meccaniche) di supporto dei moduli, possono essere individuati due sottosistemi principali: quello di generazione e quello di controllo e condizionamento della potenza. Il componente base del sistema di generazione, generatore o campo fotovoltaico, è costituito dal modulo, a sua volta costituito da più celle fotovoltaiche; mentre il componente principale del sistema di controllo e condizionamento della potenza, è costituito dal convertitore continua-alternata.

Cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica è un dispositivo elettronico costituito da un materiale semiconduttore (molto spesso silicio), e costituisce l'unità elementare di un impianto, nella quale avviene la conversione della radiazione solare in elettricità. In termini di produzione commerciale, sono oggi disponibili essenzialmente due tipologie di celle fotovoltaiche: la prima basata sul silicio cristallino (mono- e multi-cristallino) e la seconda, quella dei dispositivi a "film sottile".

⁷ Liuzzi, Vestas, Atti *Eolica Mediterranea Expo*, 2004.

⁸ Delibera AEEG n. 224/2000.

I moduli fotovoltaici realizzati con celle al silicio cristallino detengono oltre il 90% del mercato mondiale, mentre la restante parte del mercato riguarda essenzialmente quelli al silicio amorfo e, solo marginalmente, quelli basati sui cosiddetti dispositivi a film sottile policristallino.

La tipica cella fotovoltaica presente sul mercato è costituita da una sottile fetta (*wafer*) di silicio cristallino, di spessore complessivo compreso tra 0,25 mm e 0,35 mm circa, generalmente di forma quadrata e di superficie pari a circa 100 cm² (fino a 225 cm²)⁹.

La cella si comporta come una minuscola batteria, producendo – nelle condizioni di radiazione solare tipiche (quali quelle dell'Italia, cioè radianza pari a 1 kW/m² e temperatura di cella pari a 25 °C) – una corrente tra i 3 A e 4 A a una tensione di circa 0,5 V, generando quindi una potenza di 1,5-2 Watt di picco (Wp). Tra le celle oggi disponibili sul mercato, quelle al silicio cristallino presentano prestazioni e durata nel tempo maggiori rispetto a qualsiasi altro materiale usato per lo stesso scopo.

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica; esse infatti vengono assemblate in moduli fotovoltaici. I moduli in commercio attualmente più diffusi, con superfici variabili tra 0,5 m² e 1,3 m², prevedono 36 o 72 celle opportunamente collegate elettricamente in serie/parallelo fra loro e hanno una potenza nominale che varia fra i 50 Wp e i 180 Wp, a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 17 Volt.¹⁰

I moduli comunemente usati nelle applicazioni commerciali hanno un rendimento complessivo compreso tra il 10% e il 13%.¹¹ Un insieme di moduli, collegati elettricamente in serie in modo da fornire la tensione richiesta, costituisce una stringa. Più stringhe collegate in parallelo, per fornire la potenza voluta alla tensione di stringa, costituiscono il generatore fotovoltaico.

Convertitore continua/alternata

Il convertitore continua/alternata, comunemente chiamato *inverter*, fa parte, con il sistema di controllo e le connessioni e le protezioni elettriche, del cosiddetto BOS (*Balance of System*) di un sistema fotovoltaico; esso svolge la funzione di trasformare l'energia prodotta dal generatore fotovoltaico (sotto forma di corrente continua), con valori di tensione variabili in funzione della radianza solare e della temperatura ambiente (e, quindi, di lavoro delle celle fotovoltaiche), in corrente alternata alla tensione tipica di 220/380 V nel caso di impianti per utenze domestiche, o in media tensione (generalmente 8-20 kV a seconda della rete) nel caso di impianti di media-grande taglia *grid connected*.

⁹ Le celle al silicio cristallino sono ottenute attraverso un 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 la formazione della giunzione p-n. Nel caso dei dispositivi a film sottile, uno strato di materiale semiconduttore (nella maggior parte dei casi 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.

¹⁰ Il processo di fabbricazione del modulo è articolato in varie fasi: connessione elettrica, incapsulamento, montaggio della cornice e della scatola di giunzione. La connessione elettrica consiste nel collegare in serie-parallelo le singole celle per ottenere i valori di tensione e di corrente desiderati. L'incapsulamento consiste nell'inglobare le celle fotovoltaiche tra una lastra di vetro e un materiale plastico sul retro, tramite laminazione a caldo di materiale polimerico. Il montaggio della cornice fornisce al modulo maggiore robustezza e ne consente l'ancoraggio alle strutture di sostegno.

¹¹ Il rendimento complessivo del modulo è inferiore a quello delle singole celle, sia perché non tutta la superficie del modulo può essere occupata dalle celle, sia per problemi di "mismatch" elettrico tra le celle costituenti il modulo stesso.

Sistema di accumulo

Nel caso di impianti non collegati alla rete può essere necessario immagazzinare energia elettrica da utilizzare in funzione del profilo della domanda di energia da parte dell'utenza elettrica. A questo fine viene utilizzato quasi esclusivamente un banco di accumulatori ricaricabili, dimensionato in modo da garantire la sufficiente autonomia di alimentazione del carico elettrico. Le batterie che vengono utilizzate per tale scopo sono accumulatori di tipo stazionario e solo in casi particolari è possibile utilizzare batterie per autotrazione.

7.3.2 Costi

La peculiarità di un impianto fotovoltaico consiste nel forte impegno di capitale iniziale richiesto per la sua realizzazione e nelle basse spese di manutenzione. In Italia, il costo di investimento di un impianto chiavi in mano, operante in parallelo alla rete, si aggira intorno ai 6.000-7.000 €/kW_p, considerando sinteticamente il costo totale composto dalle seguenti voci: moduli, *inverter*, strutture di supporto dei moduli, installazione e costi tecnici.

Nella maggior parte dei casi il costo dell'energia prodotta, 25-40 c€/kWh, risulta ancora superiore al costo dell'energia elettrica prodotta con una centrale convenzionale di grande dimensione. Per questo motivo, sebbene i costi siano fortemente diminuiti nell'ultimo decennio a seguito della crescita del mercato e del miglioramento tecnologico, la convenienza all'installazione di un impianto fotovoltaico sembra dipendere ancora fortemente da eventuali forme di incentivi.

Nei costi del kWh prodotto da fotovoltaico non emergono però i fattori positivi che un tale impianto determina sull'utenza: minore dispersione nella rete di distribuzione, indipendenza dal gestore di rete; minore impatto sull'ambiente. Tutti questi elementi fanno del fotovoltaico la soluzione più praticabile per la generazione elettrica distribuita in ambiente urbano.

Appare quindi evidente come gli sviluppi di questa tecnologia siano legati al sistema degli "usi finali" dell'energia piuttosto che a quelli della generazione di potenza. Sono infatti le applicazioni integrate con l'edilizia che possono contribuire in modo significativo al decollo di questa tecnologia; una indicazione in questo senso ci viene dal Giappone, paese che ha puntato in modo strategico su tale tecnologia il cui mercato sta rapidamente crescendo in un contesto di graduale diminuzione degli incentivi statali.¹²

Tabella 7.2 - Costi di investimento medi per tipologia di impianto fotovoltaico. Anno 2004

Tipologia	Prezzi (€/W _p)
Off-grid fino a 1 kW _p	12-15
Off-grid oltre 1 kW _p	12-14
On-grid fino a 10 kW _p	6,6-7
On-grid tra 10 kW _p e 100 kW _p	6-6,6

Fonte: IEA

¹² In Giappone gli incentivi, partiti 15 anni fa con un contributo in conto capitale pari all'80%, sono arrivati nel 2004 al 5% in conto capitale più un tasso agevolato.

7.3.3 Diffusione della tecnologia

La capacità fotovoltaica installata a livello mondiale ha superato, nel 2003, i 2.200 MW, con un tasso di crescita del 32,4% che si è mantenuto pressoché costante rispetto agli anni precedenti. In Figura 7.7 è riportato l'andamento delle installazioni in alcune aree geografiche in cui le applicazioni fotovoltaiche sono più diffuse.

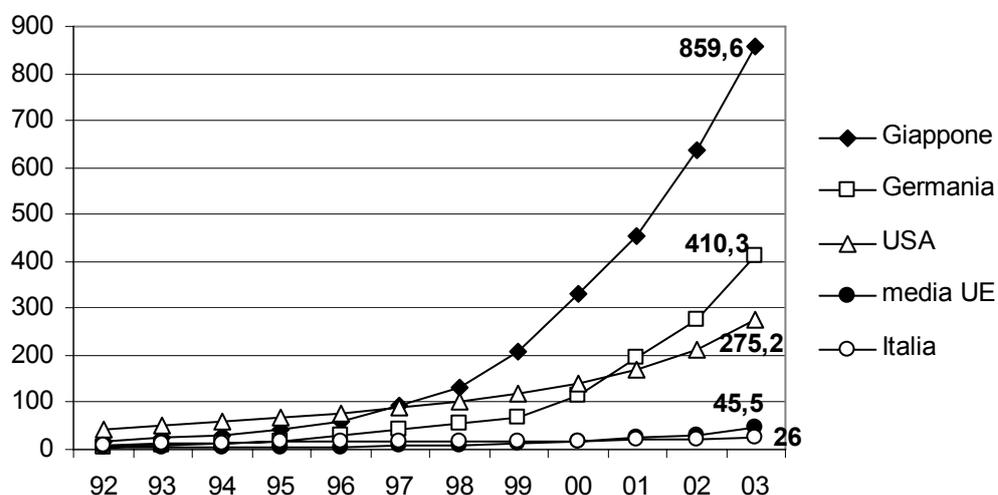
Paese leader è il Giappone che, insieme alla Germania, è quello che presenta il più elevato tasso di crescita annuale. Molto meno marcato, anche se positivo, appare il *trend* di crescita negli Stati Uniti, paese tra i primi a sviluppare questo settore di applicazioni.

Molto contenuto il *trend* di crescita in Italia che, a partire dal 2001, risulta inferiore alla pur bassa media europea.

Lo sviluppo di questa tecnologia in Europa è descritto in dettaglio nella Figura 7.8 che mostra il particolare andamento delle installazioni fotovoltaiche in Italia a confronto con alcuni paesi di riferimento e con la media europea.

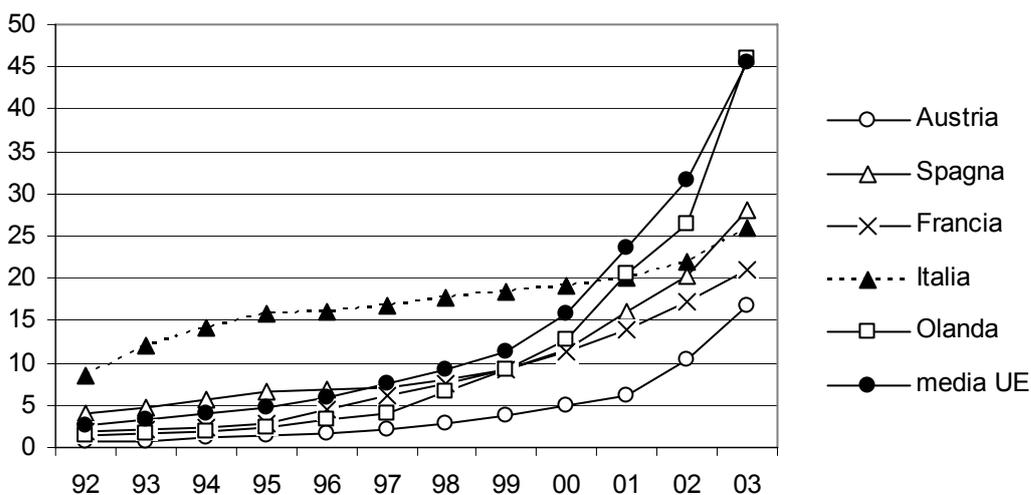
L'Italia, che fino a tutti gli anni 90 aveva mantenuto una posizione di leadership in Europa, non è stata in grado di allinearsi all'improvviso e sostenuto sviluppo che si è determinato, a partire dalla fine degli anni 90, non solo in Germania (non presente nel grafico) ma anche in Olanda, Spagna e, con valori più bassi, anche in Francia e Austria.

Figura 7.7 - Andamento della potenza installata per aree geografiche (MW). Anni 1992-2003



Fonte: elaborazione su dati IEA PVPS (Annual Report 2004)

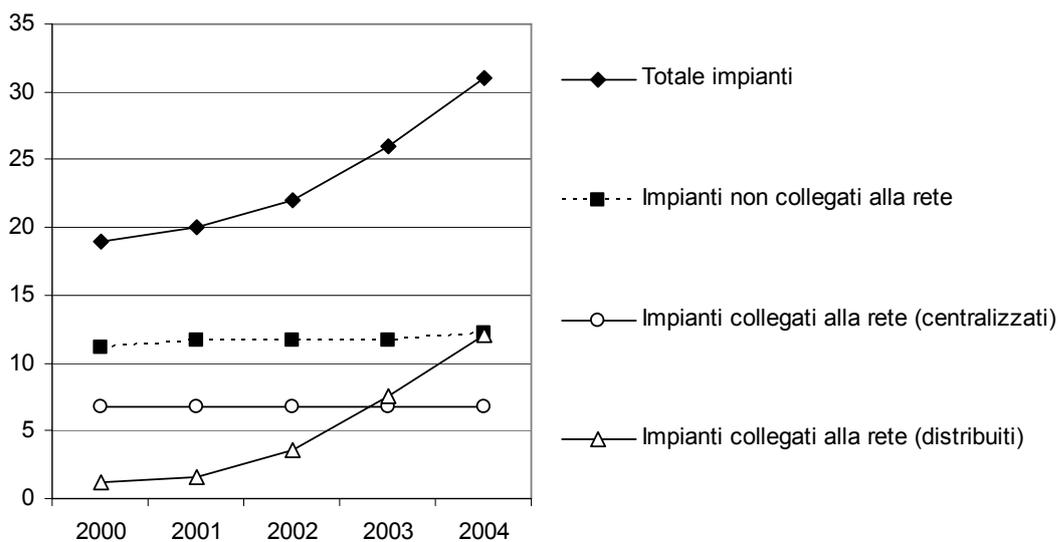
Figura 7.8 - Andamento della potenza installata in alcuni paesi europei (MW). Anni 1992-2003



Fonte: elaborazione su dati IEA PVPS (Annual Report 2004)

Stime EurObserv'ER danno al 2004 una potenza totale installata in Europa di oltre 1 GWp, con una crescita del 69,2% rispetto al 2003, determinata principalmente dal forte sviluppo del settore registrato in Germania che per la prima volta, durante il 2004, con una nuova potenza installata pari a 363 MWp (circa 30.000 nuovi impianti) ha superato il Giappone (280 MWp nel 2004) in quantità annuale installata. In Italia, di cui è rappresentato in Figura 7.9 l'andamento delle installazioni per tipologia negli ultimi quattro anni, si raggiunge nel 2004 la potenza totale installata di 31 MW, con una nuova capacità installata identica a quella installata nel 2003 (4,3 MWp).

Figura 7.9 - Potenza fotovoltaica installata in Italia (MWp). Anni 2000-2004



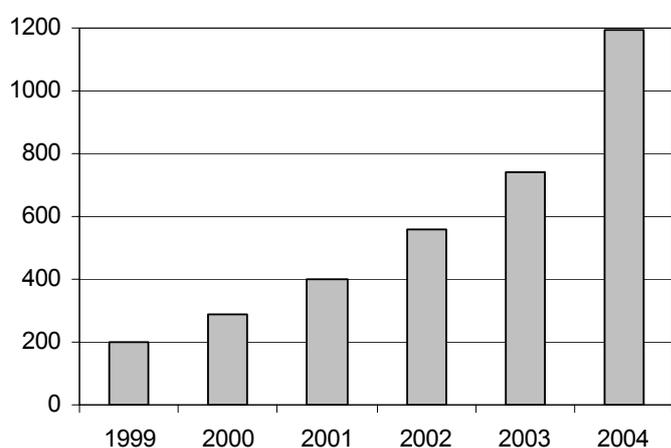
Fonte: elaborazione ENEA da varie fonti

Nel complesso, una situazione scarsamente dinamica, ascrivibile al mancato rifinanziamento dei programmi a suo tempo avviati dal Ministero dell' Ambiente e dalle Regioni e, soprattutto, all' attesa del nuovo programma di incentivazione, previsto dal decreto legislativo 387 del 2003 di recepimento della direttiva europea 77 del 2001, sulla promozione dell' energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, approvato solo recentemente (decreto ministeriale del MAP 28 luglio 2005, esaminato nel capitolo 2, paragrafo 5, pag. 70).

7.3.4 Mercato

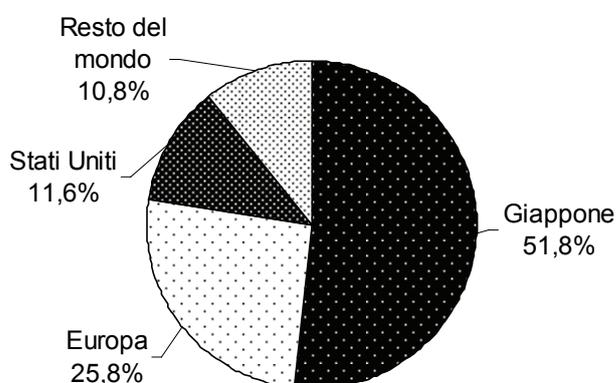
Il mercato mondiale dell' energia solare fotovoltaica continua ad espandersi rapidamente; nel 2004 la produzione di celle fotovoltaiche è passata dagli oltre 700 MWp ai 1.200 MWp circa, con una crescita superiore al 60% in un solo anno (Figura 7.10).

Figura 7.10 - Produzione mondiale di celle fotovoltaiche (MWp). Anni 1999-2004



Fonte: elaborazioni su dati EurObserv'ER

Figura 7.11 - Produzione di celle per area geografica. Anno 2003



Fonte: elaborazioni su dati EurObserv'ER

Leader mondiale nella produzione di celle è il Giappone con una quota di oltre il 50% sul totale mondiale: le due maggiori aziende del settore, la Sharp e la Kyocera, sono infatti giapponesi. L'Asia, nel suo complesso, ha una quota di mercato sempre più alta, pari al 58,6% a livello mondiale, con la Cina in crescita. Seguono l'Europa, con il 25,8%, dove leader incontrastata è la Germania, e gli Stati Uniti, con una quota pari al 11,5% (Figura 7.11).

Leader incontrastata nella produzione di celle resta la società giapponese Sharp, con una quota di mercato pari al 25,8% (era del 26,4% nel 2003): nel 2004 sono state prodotte 324 MW di potenza (erano 198 MW nel 2003, con un incremento annuale del 64%). Le altre aziende leader sono Kyocera con 105 MW (8,3 % delle celle), BP Solar con 85 MW (6,8%) e Mitsubishi Electric con 75 MW (6%), che hanno una produzione complessiva di celle pari a 265 MW, ancora inferiore a quella della sola Sharp. La Germania conta più di trenta aziende, che producono oltre il 50% delle celle totali realizzate in Europa; l'azienda tedesca più grande è la RWE Solar, che tuttavia detiene il secondo posto dietro la spagnola Isofoton.

La produzione di celle e moduli è concentrata in poche aziende; nel 2003 l'85% della produzione totale è da attribuire alle prime dieci del settore.

Per quanto riguarda la tecnologia, la quota di produzione di celle al silicio è in crescita e resta la predominante con il 94,2% del totale prodotto. Il silicio multi-cristallino, con il 56,9% del mercato, risulta essere il più utilizzato rispetto al mono-cristallino, all'amorfo e al film sottile. Tuttavia, nuova spinta sta avendo il silicio mono-cristallino, che nel 2004 è passato ad una quota di mercato del 36,2% (era del 32,2% nel 2003) a causa della crescente domanda di celle a più elevato rendimento. Il Giappone è il maggiore produttore di celle al silicio multi-cristallino e a film sottile (silicio amorfo e altri materiali); per quanto riguarda le celle al silicio mono-cristallino, invece, il primo posto spetta all'Europa.

Tabella 7.3 - Produzione di moduli e celle fotovoltaiche (MW). Anni 1999-2004

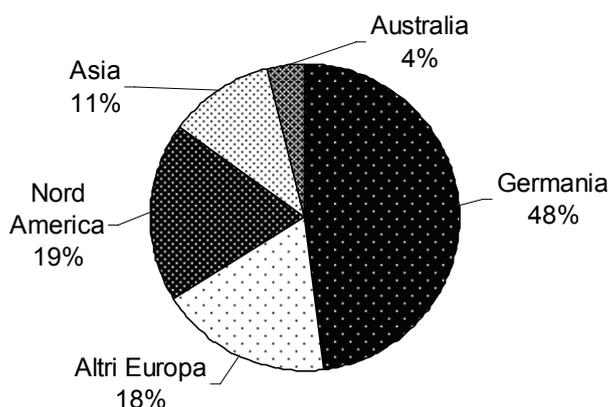
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Sharp	30	50,4	75,02	123,07	198	324
BP Solar	32,5	41,9	54,2	73,8	70,23	85
Kyocera	30,3	42	54	60	72	105
Siemens & Shell Solar	22,2	28	39	57,5	77	72
Astropower	12	18	26	29,7	17	-
RWE Solar	10	14	23	29,5	42	44
Isofoton	6,1	9,5	18,02	27,35	35,2	53
Sanyo	13	17	19	35	35	65
Mitsubishi	-	12	14	24	40	75
Photowatt	10	14	14	17	20	28
Q-Cells	0	0	0	0	28	75
Altre industrie	35,2	91,25	54,26	84,85	107,85	268
Totale	202,3	287,65	390,5	561,77	742,28	1194

Fonte: European Roadmap for PV R&D, PVPNET – Commissione Europea

Per ciò che concerne gli *inverter*, invece, sul mercato internazionale sono attualmente presenti più di 296 modelli e taglie diverse. L'*inverter* non costituisce unicamente una componente che permette la conversione di corrente diretta in corrente alternata compatibile con la rete, ma un dispositivo in grado di monitorare l'intero sistema e la connessione in rete¹³.

Quasi la metà della produzione mondiale di *inverter* avviene in Europa, con la Germania che da sola produce il 48% del totale. Altri produttori significativi a livello mondiale sono gli USA con il 12% del mercato, il Giappone con il 9% e il Canada con il 7%. In crescita anche in questo settore la produzione dei paesi emergenti del sud-est asiatico (Taiwan 2%).

Figura 7.12 - Ripartizione geografica dei produttori di *inverter* (%). Anno 2005



Fonte: Photon International 4/2005

Per ciò che concerne il valore del mercato, nella sola Germania, che detiene oltre l'85% del mercato europeo, si stimano nel 2004 circa 20.000 occupati nel settore fotovoltaico, con un fatturato annuo di oltre i 1700 M€.

Il mercato degli impianti fotovoltaici in Italia

In Italia, dopo una fase di grandi investimenti durante gli anni 80 e i primi anni 90, il mercato ha subito una forte contrazione, in palese controtendenza con i paesi più industrializzati. Negli ultimi anni, una certa espansione del settore si è determinata con i nuovi programmi di incentivazione promossi dal Ministero dell'Ambiente e dalle Regioni.

Ad oggi, il mercato del settore fotovoltaico in Italia, che ha raggiunto nel 2003 un valore di circa 38 M€, vede la presenza di diverse tipologie di operatori:

- società nazionali produttrici di componenti e apparecchiature (celle, moduli fotovoltaici, *inverter*, regolatori di tensione, quadri elettrici ecc.);
- distributori di apparecchiature e componenti prodotti all'estero;
- società dedicate alla sistemistica (progettazione e installazione di impianti complessi);
- installatori.

¹³ Photon International 4/2005.

Secondo recenti studi, nel mercato degli impianti di energia elettrica da fonte solare si registra una maggiore competizione su fattori legati al prezzo e alla qualità delle celle e dei moduli fotovoltaici.

Si verifica, infatti, una pressione concorrenziale molto elevata da parte degli operatori che utilizzano moduli a basso costo provenienti, per la maggior parte, dai paesi asiatici. Gli impianti sono di piccole e medie dimensioni, realizzati anche per utenti privati, per cui non si richiedono grosse capacità di autofinanziamento ed, infine, rilevanti sono anche gli aspetti legati alla progettazione e assistenza; quest'ultimo risulta spesso un fattore critico di successo dal momento che i clienti sembrano premiare gli operatori che danno maggiore supporto post-vendita.

Celle e moduli fotovoltaici prodotti in Italia

In Italia, possono essere individuati due grandi produttori di celle fotovoltaiche: Enitecnologie SpA, che dal 1° gennaio 2004 ha incorporato Eurosolare e Helios Technology.

La produzione, che riguarda sia celle di silicio mono-cristallino che multi-cristallino, ha raggiunto un valore di quasi 8 MW nel 2004 (Tabella 7.4).

Il maggiore produttore di moduli fotovoltaici è Enitecnologie, che ha assorbito Eurosolare, i cui mezzi di produzione hanno una massima capacità produttiva di 9 MWp/anno (12 MW/p entro il 2005).

La produzione comprende sia celle a silicio mono-cristallino che multi-cristallino, nonché specifici moduli per tetti e facciate, realizzati utilizzando prevalentemente *wafers* importati dalla Cina.

Enitecnologie ha infatti trasferito ad una *joint-venture* italo-cinese la tecnologia di produzione di *wafers* di silicio multi-cristallino. I *wafers* al silicio monocristallino, invece, sono reperiti sul mercato internazionale.

Helios Technology ha, invece, una massima capacità produttiva di 3 MWp/anno per 2 turni, e produce celle e moduli, di potenza variabile tra i 20 Wp e 80 Wp, esclusivamente da silicio mono-cristallino, da *wafers* acquistati sul mercato internazionale.

Oltre alle due aziende citate sono presenti in Italia numerose società, specializzate nella realizzazione di moduli ottenuti per incapsulamento di celle mediante appositi laminatoi; si stima che la produzione di questi moduli, destinati prevalentemente all'esportazione, in particolare in Germania, si sia attestata nel 2004 intorno a 15 MW.

Tabella 7.4 - Produzione totale di celle fotovoltaiche in Italia (MWp). Anno 2004

Produttori	Tecnologia	Produzione totale (MWp)
Enitecnologie	sc-Si	0,6
Enitecnologie	mc-Si	2,3
Helios Technology	sc-Si	5
Totale		7,9

Note: sc-Si = silicio mono-cristallino; mc-Si = silicio multi-cristallino

Fonte: ENEA

In generale, la maturazione della tecnologia ha portato ad una diminuzione dei costi dei moduli di circa 10 volte e al raddoppio del rendimento di sistema in 20 anni. Il prezzo medio del modulo è leggermente diminuito nel corso del 2004, raggiungendo un valore di 3,0 €/W per ordini di volume ragionevoli; viceversa, al dettaglio i prezzi raggiungono un valore di circa 3,8 €/W.

Tabella 7.5 - Andamento dei prezzi dei moduli. Anni 1993-2004

	1993	1997	2000	2001	2002	2003	2004
Prezzo €/W	4,65	4,13	4,13	3,85-4,65	3,5-4,3	3,1-3,9	3,0-3,6

Fonte: elaborazione da fonti varie

Balance of System

Si annoverano tra i produttori di altri componenti e sistemi oltre 15 produttori di inverter, connettori e *regolatori di carica* per uso fotovoltaico. Per ciò che concerne gli *inverter* il prezzo medio per kVA risulta variabile in funzione di impianti collegati alla rete o meno; si riportano di seguito i prezzi medi per kVA per impianti collegati alla rete.

Tabella 7.6 - Prezzi medi degli inverter per impianti collegati alla rete. Anno 2003

Taglia inverter	1-10 kVA	10-100 kVA
€/ kVA	600-900	600

Fonte: elaborazione da fonti varie

Sono state individuate, inoltre, società produttrici di batterie con una specifica esperienza nel settore fotovoltaico. Le batterie per uso fotovoltaico devono infatti possedere le seguenti caratteristiche: basso valore di autscarica, lunga vita stimata, manutenzione quasi nulla, elevato numero di cicli di carica e scarica. Il prezzo pagato per tali componenti varia notevolmente in funzione del volume di vendita e di numerose altre variabili impiantistiche.

A questi produttori si aggiungono, come detto, numerosi distributori di moduli fotovoltaici e componenti prodotti all'estero, e rivenditori che progettano e realizzano gli impianti offrendoli sul mercato nella formula "impianto chiavi in mano". Sono presenti, infine, imprese di servizi, tra i quali gli installatori e coloro che si occupano della manutenzione dell'impianto.

7.4 Energia idroelettrica di piccola scala

7.4.1 Sistemi e componenti

La classificazione delle centrali idroelettriche è stata fissata dall'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale (UNIDO) che ha suddiviso le installazioni mini idroelettriche in base alla potenza nominale effettivamente installata.

Le centrali idroelettriche, in prima approssimazione, possono essere suddivise in due classi principali: una prima classe è costituita dalle grandi centrali (grande idro); l'altra dagli impianti con potenza installata inferiore a 10 MW, comunemente definiti SHP (*Small Hydro Power*), in italiano impianti *mini idro*. Quest'ultima classe, cui si fa riferimento nel capitolo, per le potenzialità di diffusione può essere a sua volta suddivisa in due sotto-classi costituite da: micro centrali, con potenza inferiore a 100 kW, e mini centrali, con potenza non superiore a 1 MW.

La classificazione degli impianti di mini-idraulica altro non è che una convenzione utile a rispecchiare differenti modalità realizzative e di funzionamento¹⁴. Una ulteriore classificazione degli impianti idroelettrici si basa sul loro funzionamento in rapporto alla modalità di presa e accumulo delle acque:

- impianti ad acqua fluente: privi di qualsiasi capacità di regolazione e, pertanto, la portata derivabile durante l'anno è funzione del regime idrologico del corso d'acqua;
- impianti a deflusso regolato: possono regolare le acque tramite un serbatoio di regolazione giornaliero, settimanale o mensile.

In generale, un impianto idroelettrico è costituito da componenti civili e idrauliche (opere di presa, di convogliamento e di restituzione, centralina) e da opere elettromeccaniche (turbina, alternatore, quadri elettrici, sistemi di comando). Il numero delle diverse componenti e la loro complessità costruttiva e, conseguentemente, operativa e gestionale variano evidentemente in funzione della dimensione dell'impianto. La turbina idraulica è la componente principale nella realizzazione di un sistema idroelettrico poiché il suo costo è quello che incide maggiormente nel valore dell'investimento; la scelta del tipo di turbina di un impianto dipende dalla portata¹⁵ utile e dal salto¹⁶.

In base alle caratteristiche stimate di salto e di portata è possibile individuare la tipologia e la taglia di turbina più adatte; la turbina deve essere infatti dimensionata non solo in funzione della portata media dell'anno, ma anche della portata di picco dei periodi con maggiore disponibilità d'acqua. Nel caso di microimpianti il mercato non offre una molteplicità di modelli. L'intervallo di valori di portata e salto all'interno dei quali scegliere è sintetizzato in Tabella 7.7.

Tabella 7.7 - Campi di applicazione delle micro e miniturbine in commercio

Tipologia turbina	Portata (l/s)	Salto (m)
Pelton	1-1000	20-300
Turgo	1-2000	30-300
Flusso incrociato	20-2000	5-100
Francio	500-2000	2-10

Fonte: APER

¹⁴ Nella realtà italiana sarebbe più rispondente al reale considerare come limite superiore delle mini-centrali la potenza di 3.000 kW (3 MW), taglia presa a riferimento dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nelle delibere di determinazione dei prezzi di cessione dell'energia (delibera 162/98, 82/99 e 62/02).

¹⁵ Portata: la massa d'acqua che fluisce attraverso la macchina espressa per unità di tempo.

¹⁶ Salto: dislivello esistente fra la quota cui è disponibile la risorsa idrica svasata e il livello cui la stessa viene restituita dopo il passaggio attraverso la turbina.

L'impiego della risorsa idroelettrica, su piccola scala, interessa realtà locali che prevedono un uso dell'energia prodotta diverso da quello tipicamente industriale. È il caso dell'utilizzo di piccole turbine (da pochi kW ad alcune decine di kW) posizionate su torrenti di montagna, asservite all'alimentazione di realtà locali di dimensioni ridotte, o su salti d'acqua di acquedotti potabili o ancora canali irrigui o di bonifica.

In generale, si può dire che esiste la convenienza a realizzare impianti di piccola taglia soprattutto in presenza di condotte e briglie pre-esistenti unitamente a valori interessanti di salto e portata.

Gli impianti di mini e micro idraulica possono trovare applicazione in tutte quelle circostanze in cui sussista un fabbisogno energetico locale da soddisfare e la disponibilità di una portata d'acqua, anche limitata, su di un salto anche di pochi metri. In queste circostanze, gli impianti hanno un impatto limitato e non modificano l'uso del corso d'acqua.

7.4.2 Costi

Da molti anni l'energia da fonte 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 che dei piccoli impianti idroelettrici, in quanto è legata all'entità delle opere civili necessarie alla realizzazione dello sbarramento e delle opere di adduzione. Per queste ragioni, in Italia, il costo unitario di investimento può variare tra 1.500 e 2.500 €/kW installato, con un periodo di ammortamento di 60 anni per le opere civili e di 30 per le opere elettromeccaniche.

I costi operativi sono in genere compresi tra il 2% e il 3% del costo di investimento, per un numero di ore equivalenti di produzione pari a circa 3.700.

Sotto queste ipotesi il costo di produzione è compreso tra 4,5 e 11 c€/kWh. Per impianti di piccola taglia il limite superiore può essere facilmente superato. Di conseguenza, per rendere economicamente conveniente il costo unitario del kWh prodotto, è indispensabile ridurre al minimo le spese di gestione e manutenzione ed assicurare la massima utilizzazione delle risorse idrauliche disponibili.

Data la modesta complessità costruttiva di un impianto di piccole dimensioni, la gestione e manutenzione risultano attività molto semplificate rispetto ai grandi impianti: la gestione avviene tramite sistemi di controllo remoto che consentono la gestione e il monitoraggio dell'impianto.

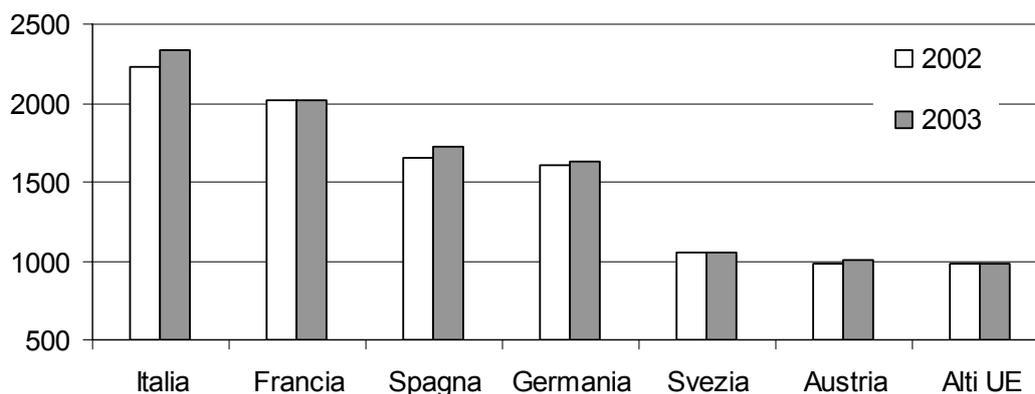
7.4.3 Diffusione della tecnologia

L'utilizzo energetico della risorsa idrica è stata caratterizzato da continui sviluppi tecnologici, facendo diventare l'idroelettrico la fonte rinnovabile di energia più utilizzata in Europa.

Tuttavia, mentre il grande idroelettrico non presenta, almeno nei paesi industrializzati, ulteriori potenzialità di sviluppo in particolare per l'importante impatto ambientale connesso con gli interventi necessari, il mini idroelettrico mantiene un notevole potenziale di sviluppo.

Secondo recenti stime di EurObserv'ER, la capacità totale installata, alla fine del 2003, per i 15 paesi dell'Unione Europea supera i 10.000 MW.

Figura 7.13 - Potenza da mini-idroelettrico installata in Europa (MW). Anni 2002-2003



Fonte: elaborazione su dati EurObserv'ER

Italia, Francia, Spagna, Germania, Svezia e Austria rappresentano, con 8.462 MW complessivamente installati, l'82% della capacità europea totale (Figura 7.13).

Il potenziale ancora sfruttabile viene stimato, in un recente studio dell'ESHA¹⁷, pari a circa 6.000 MW per la maggior parte derivante dal rinnovamento e dalla riattivazione di impianti già esistenti.

Il parco mini idroelettrico in Europa è però piuttosto vecchio: più del 45% di questi impianti, infatti, ha oltre 60 anni e circa il 70% oltre 40 anni e, d'altra parte, il *trend* non mostra una crescita significativa.

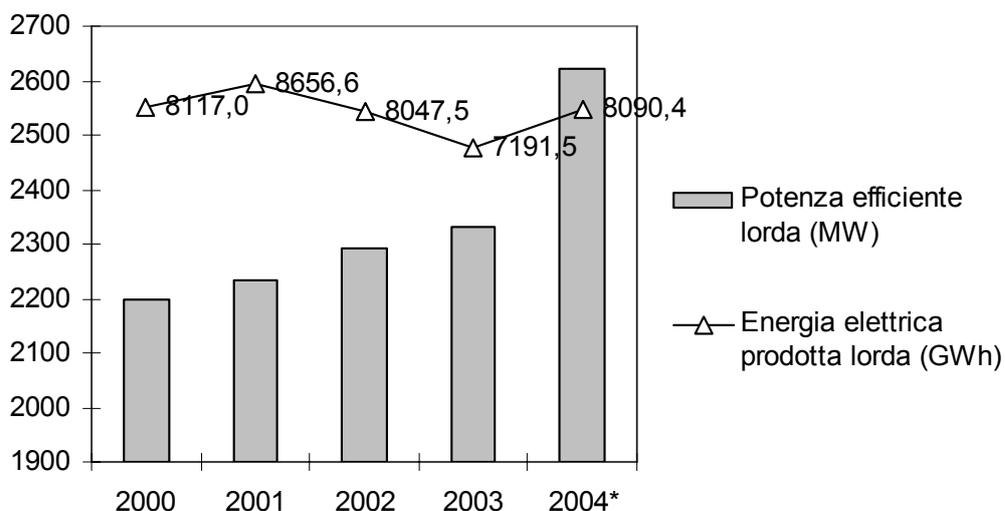
La produzione di energia elettrica da mini idroelettrico è cresciuta dell'8% dal 1995, ed ha raggiunto in Europa 40,67 TWh nel 2001, pari al 12% dell'elettricità prodotta dal settore idroelettrico e all'1,5% del totale dell'elettricità generata da energie rinnovabili.

In ambito nazionale, la risorsa idroelettrica rappresenta ancora la principale fonte energetica rinnovabile per la produzione di elettricità ed è tuttora la più importante delle risorse energetiche interne. Il grado di utilizzazione del potenziale idrico nazionale è già molto elevato (superiore al 70%), pertanto le prospettive di sviluppo del settore sono legate all'implementazione dei piccoli impianti idroelettrici con potenza inferiore ai 10 MW, nonché alla riattivazione di quelli già esistenti.

In Italia, negli ultimi cinque anni, a fronte di una potenza installata cresciuta del 6,5%, l'andamento dell'energia elettrica fornita dagli impianti SHP oscilla, per effetto della diversa idraulicità, intorno agli 8.000 MWh (Figura 7.14).

¹⁷ ESHA: European Small Hydraulic Association (BlueAGE: Strategic study of Small Hydro Power in European Union).

Figura 7.14 - Potenza installata ed elettricità prodotta in Italia dalla mini idraulica. Anni 2000-2004



* dati provvisori

Fonte: elaborazioni dati GRTN

7.4.4 Mercato

Attualmente il mercato delle turbine per applicazioni idroelettriche di piccola scala è dominato da tre grandi aziende: la tedesca Wasserkraft Volk AG, che conta 50 addetti e un giro d'affari di 9 M€, e le francesi Thee e Macamidi, con un fatturato complessivo di 2,7 M€.

In Italia, il settore è caratterizzato da piccole e medie imprese che collaborano spesso con gruppi internazionali; solitamente le prime si occupano della produzione di componenti elettromeccaniche per impianti idroelettrici, come le turbine, mentre le seconde della messa in opera dell'intero impianto. Ma soprattutto, la maggior parte delle imprese presenti sul mercato nazionale realizzano attrezzature e componenti meccanici in base alle specifiche richieste del cliente e/o commercializzano turbine idrauliche con marchi stranieri.

In molti casi, nelle applicazioni di piccola scala i costruttori di apparecchiature sono anche in grado di fornire un servizio completo sin dalla fase di progettazione delle opere idrauliche e civili, così da consegnare l'impianto "chiavi in mano". Va inoltre segnalato che esistono in commercio piccolissimi sistemi idroelettrici integrati, a partire da 0,2 kW di potenza, facilmente installabili. Il vantaggio di questi piccolissimi impianti risiede nel fatto che non richiedono autorizzazione al prelievo dell'acqua e il loro impatto ambientale è praticamente trascurabile.

7.5 Energia solare termica

Il solare termico è la tecnologia concettualmente più semplice per convertire l'irraggiamento solare in energia termica. I dispositivi a bassa temperatura sono i più diffusi e utilizzano acqua, eventualmente additivata per esigenze impiantistiche, o aria. I dispositivi ad alta temperatura utilizzano particolari sistemi di captazione in grado di elevare, attraverso l'uso di specchi concentratori, il livello di irraggiamento sull'assorbitore. Quest'ultimo viene protetto dalle dispersioni termiche con sistemi di protezione sotto vuoto, peraltro utilizzati anche nel caso di sistemi senza concentrazione per elevare le prestazioni del dispositivo.

Mentre i dispositivi che operano a basse temperature hanno un utilizzo prevalente nei settori della produzione di acqua calda e della climatizzazione, i dispositivi ad alta temperatura sono finalizzati alla produzione di energia elettrica, attraverso turbine alimentate dal vapore prodotto dall'impianto.

Una particolare tipologia di impianti di questo tipo (impianto "termodinamico") è stata sviluppata dall'ENEA per la produzione di elettricità mediante turbina a vapore¹⁸ dove sono inoltre allo studio processi e tecnologie per la produzione diretta di idrogeno per via termochimica.

In questo studio ci occuperemo solo della prima tipologia di dispositivi in quanto non si sono ancora sviluppate in Italia linee di produzione industriali dedicate al solare termodinamico.

7.5.1 Sistemi e componenti

Gli impianti presenti sul mercato europeo per la produzione di acqua calda sanitaria sono suddivisibili in due categorie: i sistemi "factory made" preassemblati in fabbrica, utilizzati generalmente presso utenze monofamiliari, e 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. Il principale componente di questo tipo di impianto è il collettore solare che, nel caso di piccoli impianti per utenza monofamiliare, può essere integrato con un piccolo sistema di accumulo.

Per ciò che riguarda la climatizzazione degli ambienti, il maggiore problema che l'impianto deve superare è costituito dalla variabilità della domanda di energia nel corso dell'anno, prevalentemente in opposizione di fase con la disponibilità di energia solare.

Per questo motivo si è sviluppata e si sta affermando negli ultimi anni, in modo particolare nelle regioni del Nord Europa, una nuova tipologia di impianti solari per la climatizzazione che consentono di elevare la quantità di energia effettivamente utilizzata. Si tratta dei cosiddetti sistemi combinati, che si avvalgono di ampie superfici di captazione e utilizzano sistemi di accumulo dotati di elevato isolamento e di controllo della stratificazione con spillamento differenziato su diversi livelli di temperatura. Oltre che il collettore solare, è l'accumulo termico che svolge in questo caso un ruolo molto importante che ha portato alla realizzazione di serbatoi di accumulo di nuova generazione.

All'interno di questa logica di utilizzo del solare per la climatizzazione va inoltre citato un componente di distribuzione del calore relativamente nuovo costituito da serpentine, da

¹⁸ Vedi "Grande Progetto Solare Termodinamico" su: <http://www.enea.it/com/solar/index.html> e "Progetto Archimede" su: <http://www.enea.it/com/archimede/index.html>.

installare a pavimento o parete, che viene anche fornito all'interno di un sistema modulare, dotato di isolamento termico, pronto per l'installazione. Comune alle due tipologie anche se a diversi livelli di complessità è il sistema di regolazione e controllo.

Collettore solare

Il collettore solare consiste in una piastra captante che, grazie alla sua geometria e alle proprietà della sua superficie, assorbe energia solare e la converte in calore (conversione fototermica). Tale energia viene poi inviata ad un fluido termovettore che circola all'interno del collettore stesso o in particolari trasportatori di energia termica quali i tubi di calore. La caratteristica principale che identifica la qualità di un collettore solare è l'efficienza, intesa come capacità di conversione dell'energia solare incidente in energia termica.

Esistono tre principali tipologie di collettori solari: piani, sottovuoto e a concentrazione.

- I *collettori solari piani* rappresentano la tipologia attualmente più diffusa. Quelli *vetrati* sono essenzialmente costituiti da una copertura in vetro, una piastra captante isolata termicamente nella parte inferiore e lateralmente, contenuti all'interno di una cassa metallica o plastica. Sono molto comuni, molto versatili e di costo medio. Quelli *scoperti*, invece, sono normalmente di materiale plastico e vengono direttamente esposti alla radiazione solare. Viste le elevate dispersioni termiche che li contraddistinguono, sono indicati solo per uso estivo e sono generalmente utilizzabili, e convenienti poiché poco costosi, per il riscaldamento di piscine, negli stabilimenti balneari, campeggi e residenze di villeggiatura estiva.
- I *collettori solari sottovuoto* sono progettati con lo scopo di ridurre notevolmente le dispersioni di calore verso l'esterno. Infatti la presenza di un'intercapedine sottovuoto consente al fluido termovettore (che scorre all'interno in tubi ad U o in tubi di calore) di riscaldarsi, minimizzando le dispersioni termiche verso l'esterno. Sono a più alta efficienza rispetto ai precedenti, utilizzabili per tutto l'arco dell'anno, ma anche più costosi.
- I *collettori solari a concentrazione* sono collettori muniti di riflettori di diversa tipologia (parabolici lineari, eliostati, parabolici puntuali) capaci di concentrare la radiazione solare in corrispondenza dell'assorbitore all'interno del quale scorre il fluido termovettore. Sono efficaci solo con la luce solare diretta; questo tipo di collettore, potendo raggiungere alte temperature (400-600 °C), è una scelta logica per generatori solari o centrali elettriche.

7.5.2 Prospettive di sviluppo della tecnologia e costi

La tecnologia del solare termico, a meno di particolari applicazioni ancora molto poco diffuse quali la produzione del freddo con sistemi frigoriferi ad assorbimento, è una tecnologia matura che potrà svilupparsi nell'edilizia nuova e nel retrofit con la riduzione dei costi di investimento (sistema e installazione) e di manutenzione del sistema. Relativamente ad applicazioni multi-utenza, non solo per la produzione di acqua calda sanitaria ma anche per il riscaldamento di ambienti, vi è un certo interesse per gli accumuli stagionali che permetterebbero di superare la penalizzazione economica dovuta al limitato periodo di riscaldamento che si registra soprattutto in Centro e Sud Italia.

Gli sviluppi attesi riguardano in particolare la disponibilità sul mercato di sistemi integrati con la componentistica tipica del settore delle costruzioni, una prospettiva che appare difficilmente realizzabile al di fuori di una logica di industrializzazione della produzione, che sembra ancora piuttosto lontana soprattutto in Italia.

In Italia, un impianto solare per la produzione di acqua calda sanitaria con una superficie di 4 m² e 250-300 litri di serbatoio di accumulo costa mediamente 2.000-2.500 €, inclusi installazione, materiale di consumo e IVA al 10%. Se, inoltre, è prevista l'integrazione al riscaldamento, il prezzo aumenta fino a 6.000-10.000 € (in funzione della frazione solare che si intende coprire).

A parità di superficie, i collettori a tubi sottovuoto (a seconda della tipologia) possono avere un costo tra il 30% e il 50% maggiore rispetto ai collettori piani. I costi legati alla manutenzione e al funzionamento dell'impianto si aggirano intorno al 3% del costo dell'impianto per un impianto privato di piccola dimensione. A causa della presenza di un mercato ancora non completamente strutturato, il costo reale dipende da numerosi altri fattori e può variare in funzione delle politiche di mercato aziendali nonché dalle caratteristiche dell'interlocutore/acquirente.

Non sono stati considerati, in questa valutazione, i possibili incentivi presenti sul mercato, che indicativamente arrivano al 25-30% del costo dell'impianto. Il tempo di ammortamento in assenza di incentivi per un impianto solare per acqua calda per un nucleo domestico è nell'ordine di circa 5 anni se si sostituisce un *boiler* elettrico, di 10-12 anni se si sostituisce uno scaldabagno a gas. Da precisare però che tali valori sono da considerarsi orientativi in quanto legati al reale utilizzo dell'energia termica potenzialmente producibile con i sistemi solari.

Con ciò si vuole intendere che, mentre per le applicazioni convenzionali (combustibili fossili, biomasse, elettricità) l'utente paga l'energia realmente consumata (quantificata mediante contatore o pesa dei combustibili), nel caso del solare l'energia producibile ma non utilizzata (ad esempio non utilizzo delle abitazioni per ferie nel periodo estivo o altro) porta ad una revisione peggiorativa dei numeri indicati. La continua crescita del mercato contribuirà probabilmente a un livellamento del costo delle componenti e quindi anche dell'installazione di un impianto solare termico.

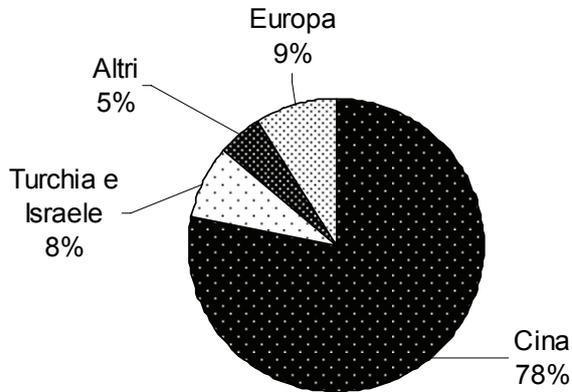
Ad oggi, sebbene siano poco presenti in Italia, gli impianti solari termici di grandi dimensioni (>100 m²) per utenze più grandi rappresentano l'applicazione più redditizia della tecnologia solare; grazie all'effetto scala, infatti, i costi del collettore per m² diminuiscono e allo stesso tempo gli impianti possono raggiungere rese più alte.

7.5.3 Diffusione della tecnologia

Fin dal 1990, il mercato del solare termico ha subito un notevole sviluppo; alla fine del 2001 risultavano installati 100 milioni di metri quadrati di collettori solari nei 26 paesi IEA. In tale settore la *leadership* è detenuta dalla Cina dove, nel 2003, sono stati installati 12 milioni di m² di collettori solari che hanno permesso di raggiungere una superficie totale installata pari a 52 milioni di m². Il mercato cinese del solare termico coinvolge più di 1.000 aziende, con 150.000 addetti, relativi solamente alle 33 maggiori imprese, ed un giro d'affari di circa 1.000 M€.

In Figura 7.15 è riportato il dato mondiale del mercato delle installazioni nel 2004.

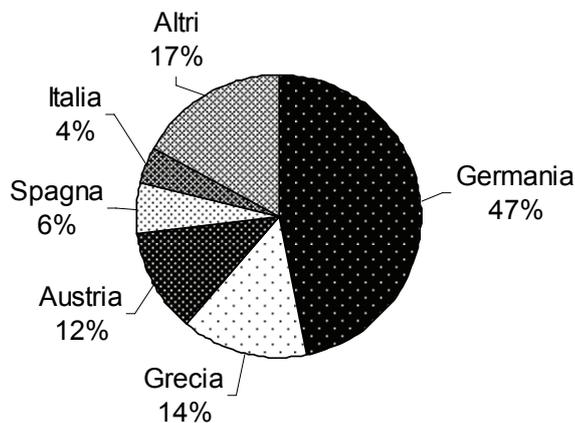
Figura 7.15 - Quota delle installazioni di collettori solari nel mondo. Anno 2004



Fonte: ESTIF 2005

Secondo le stime ESTIF¹⁹, alla fine del 2004, erano installati in Europa circa 14 milioni di m² di collettori solari per una capacità termica complessiva di 9,8 GW_t. Il mercato europeo è dominato dalla Germania con il 50% circa della superficie totale installata nei paesi dell'UE-25, seguita da Grecia e Austria (Figura 7.16).

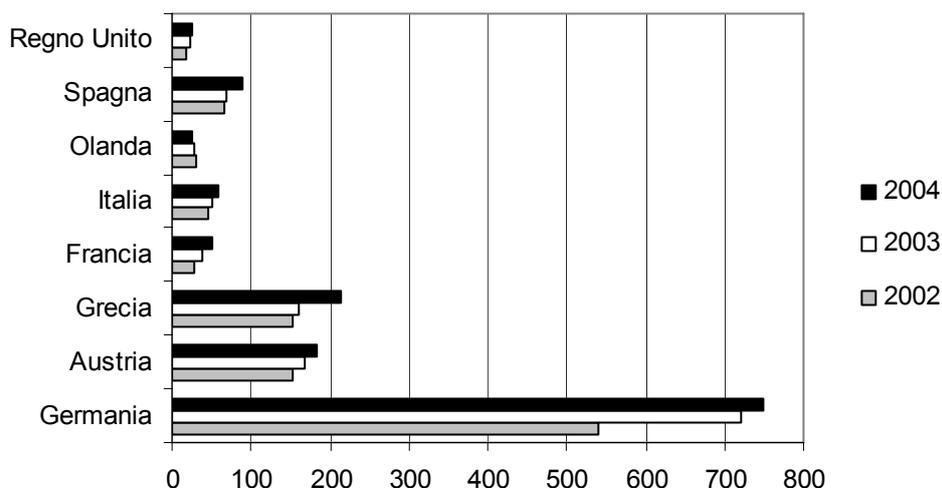
Figura 7.16 - Quota delle installazioni di collettori solari in Europa. Anno 2004



Fonte: ESTIF 2005

¹⁹ ESTIF, European Solar Thermal Industry Federation.

Figura 7.17 - Installazioni di collettori solari in alcuni paesi europei. Anni 2002-2004 (m² x 1.000)



Fonte: elaborazione dati ESTIF, giugno 2005

Nella Figura 7.17 è rappresentato l'andamento delle installazioni negli ultimi tre anni: si conferma il *trend* positivo di Germania, Austria e Grecia ma anche di Francia, Spagna e Italia. Nonostante la favorevole situazione climatica, e una certa ripresa del settore negli ultimi anni, l'Italia presenta valori molto bassi di densità di installazioni per abitante (circa 8 m² per 1.000 abitanti nel 2004) contro 334 e 274 m² per 1.000 abitanti rispettivamente dell'Austria e della Grecia (dati EurObserv'ER 2005).

Quasi il 90% degli impianti solari installati in Italia è costituito da piccoli impianti con superficie inferiore a 30 m², installati presso utenze residenziali (case unifamiliari o bifamiliari).

Tra questi, la maggior parte sono impianti di sola produzione di acqua calda: nel Centro e nel Sud si tratta per la maggior parte di impianti compatti a circolazione naturale mentre nelle regioni del Nord sono più diffusi gli impianti a circolazione forzata con separazione di collettore e serbatoio. Solo in alcune regioni del Nord Italia si rileva una tendenza all'utilizzo di impianti solari per la climatizzazione ambientale.

7.5.4 Mercato

Secondo dati EurObserv'ER, l'azienda austriaca GREENoneTEC, con un fatturato di 23 M€, è stata, nel 2003, l'azienda *leader* in Europa in questo settore con una produzione complessiva di collettori e assorbitori solari pari a 235.000 m². Altre produzioni significative di collettori solari si sono avute in Germania, dove le prime tre imprese hanno prodotto complessivamente circa 245.000 m², in Spagna, dove Isofoton ha prodotto 35.000 m²; in Grecia con oltre 100.000 m²; in Irlanda del Nord e in Svezia dove la Thermomax e la Sunstrip A.B. hanno prodotto rispettivamente 50.000 e 70.000 m².

La tipologia più diffusa in Europa è quella dei collettori vetrati, con oltre 1 milione di m² installati nel 2002, a fronte di valori molto più bassi per i collettori non vetrati (circa 100.000 m²) e per quelli sotto vuoto (poco più di 80.000 m²).

In USA e Canada, dove i sistemi maggiormente utilizzati sono quelli dedicati al riscaldamento delle piscine, la tipologia di collettori solari senza vetro è molto diffusa (quasi 25 milioni di m² installati), mentre in Cina e in Giappone, rispettivamente con 32 e con oltre 12 milioni di m², la tipologia più diffusa è quella sottovuoto.

L'Italia rappresenta attualmente uno dei mercati europei in crescita. Il mercato, ad oggi molto polverizzato, vede la presenza di produttori nazionali di collettori solari, ma soprattutto di rivenditori specializzati in grado di fornire l'impianto "chiavi in mano" e l'assistenza post-vendita, oltre naturalmente a società che si occupano della distribuzione di prodotti importati, installazione di impianti solari e di attività di consulenza.

Negli ultimi 5 anni, il mercato ha visto duplicarsi il numero dei produttori e rivenditori grazie ad una crescente domanda e ad aspettative positive di crescita futura. In particolare, le principali aziende nazionali produttrici di impianti solari termici, che coprono circa il 45% del mercato italiano, hanno un giro di affari stimato per il 2003 pari a circa 18 M€, in crescita rispetto al valore dell'anno precedente: 14 M€ per il 2002.²⁰ Secondo una recente stima di Assolterm²¹, il giro di affari complessivo del settore si attesta attualmente sui 50-60 M€ l'anno.

Una quota maggiore del mercato è però occupata dalle filiali italiane di produttori stranieri provenienti prevalentemente da Australia, Germania, Austria, Grecia e Israele. Sono presenti, inoltre, circa 100 importatori e distributori di impianti solari termici, che il più delle volte si occupano delle varie fasi di progettazione, dimensionamento degli accessori e montaggio.

Per molto tempo, gli impianti solari termici sono stati commercializzati solo da aziende operative esclusivamente in questo settore. Da qualche anno, invece, alcuni dei grandi produttori di caldaie e di sistemi di riscaldamento convenzionali hanno iniziato a commercializzare impianti solari termici o, quantomeno, hanno iniziato ad integrare nel catalogo dei loro prodotti impianti solari.

Per ciò che concerne l'occupazione, una stima totale del settore risulta pari a circa 500 occupati a tempo pieno, considerando in aggregato le attività di produzione, importazione, distribuzione, installazione, progettazione, consulenza e trasporto.²²

In conclusione, è interessante evidenziare i fattori di successo che, a partire dalla seconda metà degli anni 90, hanno permesso lo sviluppo del mercato, quali il forte sviluppo del mercato locale delle Province Autonome di Trento e Bolzano²³, i programmi di finanziamento lanciati in molte Regioni, nonché il fondamentale supporto del Ministero dell'Ambiente.

Attualmente, i maggiori ostacoli allo sviluppo del mercato consistono invece in un'immagine negativa del solare e poca attenzione dell'opinione pubblica ai vantaggi che esso comporta; basso livello di qualificazione e consapevolezza da parte di installatori termoidraulici, progettisti e architetti nei confronti del solare termico e insufficienti programmi di finanziamento, nonché difficoltose procedure per le concessioni edilizie²⁴.

²⁰ EurObserver 'ER, Solar thermal energy for Italy; *European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF), Sun in Action II*, volume 2.

²¹ Assolterm, Associazione Italiana Solare Termico.

²² *European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF), Sun in Action II*, volume 2.

²³ Il Comune di Bolzano rappresenta la più alta diffusione in Italia di pannelli solari termici sia in assoluto che in rapporto con la popolazione (4722 m² e una media di quasi 50 m² ogni 1.000 abitanti), ma anche una potenza installata di impianti solari fotovoltaici pari a 55 kW nel territorio, nonché 222 m² di pannelli solari termici installati in strutture edilizie di proprietà comunali.

²⁴ Da evidenziare, inoltre, la mancata applicazione della legge 10 del 1991 che avrebbe dovuto promuovere "l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili", con obblighi di intervento e monitoraggio per gli Enti Locali.

Tabella 7.8 - Produzione nazionale di collettori solari per tipologia (m²). Anni 2002-2003

tipologia	2002	2003
vetrati	15000	20000
non vetrati	2500	3000
sottovuoto	3000	4000
totale	20500	27000

Fonte: EurObserv'ER

Nonostante tali difficoltà, ci si aspetta in futuro una crescita di tale mercato anche in Italia. Ad oggi, sono oltre 30 i produttori di collettori solari; nella maggior parte dei casi, si tratta di piccole e medie imprese che si basano su una produzione essenzialmente artigiana e una distribuzione territoriale che vede le regioni del Sud prevalere sulle restanti.

Il mercato è dominato dai collettori solari piani, ma si può rilevare anche in Italia una tendenza all'impiego di collettori a tubi sottovuoto (Tabella 7.8). La taglia più comune di collettori solari è pari a 2.000 x 1.000 mm e il materiale di assorbimento usato è nella maggior parte dei casi acciaio inox, rame e alluminio anodizzato.

Gli altri componenti di un impianto solare sono quelli tipici dell'impiantistica termo-idraulica, nel cui settore sono presenti molte aziende italiane che detengono un'importante fetta di mercato europeo. La specializzazione nel settore riguarda: i sistemi di accumulo termico e i relativi scambiatori; i sistemi di distribuzione del calore progettati ad-hoc per funzionamenti a temperature relativamente basse (tipicamente sistemi radianti a pavimento e parete e termoventilatori con batterie sovradimensionate), nonché i sistemi di regolazione e controllo dedicati al circuito solare.

7.6 Energia da biomassa

Con il termine biomassa si intendono, in senso generale, tutte le sostanze di origine biologica, sia vegetale che animale, disponibili per impieghi energetici.

In particolare, tra le biomasse vegetali si possono annoverare la quota biogenica dei rifiuti urbani (possibilmente raccolta separatamente), i prodotti delle foreste (legna da ardere, ciocchi, scaglie/*chips*), i residui delle segherie e delle industrie del legno (segatura, ricci, intestature, rifili, *chips*, *pellets*, tronchetti), gli oggetti e prodotti in legno a fine vita utile (mobili, pedane, cassette da imballo, travi, infissi e carpenterie delle demolizioni), residui delle attività agricole (paglie, stocchi, foglie, potature) e della manutenzione del verde urbano (potature e sfalci), residui delle attività agroindustriali (gusci, nocciole, sanse, lolla ecc.) e gli oli e grassi vegetali (oli di semi vergini, oli usati da frittura, biodiesel, bioetanolo).

Costituiscono invece biomasse animali i reflui liquidi e solidi degli allevamenti e delle abitazioni, i fanghi prodotti dai depuratori, i grassi animali solidi e liquidi, le farine animali e le emissioni gassose da materiale in fermentazione.²⁵

Una ulteriore distinzione risulta dalla classificazione tra:

- biomasse vincolate ai cicli produttivi di origine quali le catene alimentari primarie e secondarie, le utilizzazioni forestali, le lavorazioni agroindustriali e l'ecosistema urbano;
- biomasse strettamente legate all'uso protettivo/produttivo del territorio e ad alternative all'agricoltura intensiva e alla forestazione convenzionale.

In questo paragrafo vengono trattate le biomasse vegetali e animali e il biogas; la produzione di biocombustibili è trattata nel paragrafo 7.7.

Dal punto di vista tecnologico ed industriale, le alternative per la valorizzazione energetica delle biomasse già mature sono in sintesi:

- la combustione diretta, con conseguente produzione di calore da utilizzare per il riscaldamento domestico, civile e industriale, o per la generazione di vapore (forza motrice o produzione di energia elettrica);
- la produzione di biogas mediante fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agroindustriali, e la successiva utilizzazione del biogas prodotto per la generazione di calore e/o elettricità;
- la trasformazione in combustibili liquidi di particolari categorie di biomasse coltivate come le specie oleaginose (produzione di biodiesel, via estrazione degli oli e successiva conversione chimica degli stessi in miscele di esteri metilici e/o etilici) e specie zuccherine (produzione di etanolo via fermentazione alcolica).

In Tabella 7.9 è riportato uno schema sintetico sull'utilizzazione energetica della biomassa.

Tabella 7.9 - Tipologie di biomassa, processi di conversione e usi energetici

Biomassa	Proprietà	Processi di conversione	Prodotti	Usi finali
Legna da ardere e residui lignocellulosici agro-forestali	H ₂ O = 35% C/N > 30	Combustione Pirolisi e Gassificazione	Calore, Oli, Gas	Energia termica e/o elettrica
Sottoprodotti agricoli putrescibili	H ₂ O > 35% 20 < C/N < 30	Digestione anaerobica	Biogas	Energia termica e/o elettrica
Effluenti zootecnici	70% < H ₂ O < 90% 20 < C/N < 30	Digestione anaerobica	Biogas	Energia termica e/o elettrica
Piante zuccherine	15% < H ₂ O < 90% C/N qualsiasi	Fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Miscela con benzine
Colture agricole ad alto contenuto in cellulosa e	H ₂ O > 35% C/N qualsiasi	Idrolisi e fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Miscela con benzine
Colture agricole oleaginose	H ₂ O > 35% C/N qualsiasi	Estrazione olii esterificazione	Biodiesel	Usi motoristici e riscaldamento (con gasolio)

²⁵ G. Tomassetti, *La valutazione energetica delle biomasse*, FIRE, gennaio 2005.

La gassificazione, la pirolisi e la produzione di etanolo da lignocellulosici sono tecnologie ancora non commerciali ma vicine alla maturità industriale. Ad oggi, le biomasse soddisfano il 10,9% circa degli usi energetici principali nel mondo con 1.117 Mtep all'anno, grazie soprattutto alle foreste e ai residui agricoli. In futuro un largo contributo potrebbe provenire da raccolto dedicato, coltivato in terreni marginali. L'utilizzo di tale fonte mostra un forte grado di disomogeneità fra i vari Paesi.

I Paesi in via di sviluppo, nel complesso, ricavano mediamente il 38% della propria energia dalle biomasse, con 1.074 Mtep all'anno, e in molti di essi tale risorsa soddisfa fino al 90% del fabbisogno energetico totale mediante la combustione di legno, paglia e rifiuti animali. Nei Paesi industrializzati, invece, le biomasse contribuiscono appena per il 3% agli usi energetici primari con 156 Mtep all'anno.

In Europa, complessivamente, al 2004, il consumo di energia primaria da biomassa ha raggiunto gli oltre 50 Mtep, corrispondenti al 3,5% della domanda di energia, con punte del 20% in Finlandia, del 15% in Svezia e del 13% in Austria. L'impiego delle biomasse in Europa soddisfa, dunque, una quota abbastanza marginale dei consumi di energia primaria, rispetto alle sue potenzialità. All'avanguardia, nello sfruttamento delle biomasse come fonte energetica, sono i Paesi del Centro-Nord Europa, che hanno installato grossi impianti di cogenerazione e teleriscaldamento alimentati da biomasse.

Nel quadro europeo dell'utilizzo energetico delle biomasse l'Italia, con il 2,5% del proprio fabbisogno coperto da biomasse, è al di sotto della media europea e si pone in una condizione di scarso sviluppo, nonostante l'elevato potenziale di cui dispone, che risulta non inferiore ai 27 Mtep.

7.6.1 Legna e pellet

Nell'Unione Europea, nel 2004 la produzione di energia dal legno ha raggiunto i 55,4 Mtep, con una crescita del 5,6% rispetto ai valori del 2003 (52,5 Mtep). Il settore si è sviluppato essenzialmente attorno alle applicazioni termiche (produzione di calore); la produzione di energia elettrica, è invece stimata, al 2004, pari a circa 35 TWh, con un incremento del 23,2% rispetto al 2003.

Occorre tuttavia sottolineare che il monitoraggio di tale settore risulta di difficile determinazione poiché una parte considerevole dell'energia proveniente dal legno, per uso di riscaldamento domestico, non passa per canali commerciali e la metodologia di raccolta e analisi dati differisce di Stato in Stato. La Francia risulta il paese leader nella produzione di energia primaria dal legno (9,18 Mtep nel 2004), per la maggior parte dovuto all'uso della biomassa nel riscaldamento domestico (7,4 Mtep). Segue la Svezia, dove nel 2004 sono stati venduti oltre 15.000 impianti di riscaldamento a *pellet*, portando il numero di famiglie utilizzatrici di *pellet* ad oltre 60.000. Il paese leader per la produzione di energia elettrica da legna è la Finlandia, con circa 10 TWh nel 2004, nonché quello con il maggiore consumo *pro-capite* (1,39 tep).²⁶

Il mercato della produzione di energia dal legno ha creato, e continua tuttora a creare, più posti di lavoro di ogni altra fonte classica di energia (Tabella 7.10).

²⁶ EurObserv'ER, *Wood Energy Barometer*, 2005.

Tabella 7.10 - Addetti nel settore del legno. Anno 2002

Filiera	Addetti per ktep consumati
Filiera Forestale	da 4,2 a 6,3
Filiera rifiuti legnosi	da 2,3 a 3,7
Petrolio	1,4
Gas	1,2

Fonte: EurObserv'ER

In Francia sono stati stimati 50.000 posti di lavoro (20.000 diretti e 30.000 indiretti)²⁷, 30.000 per la Germania e 15.300 per l'Austria.

Per ciò che concerne l'Italia, negli ultimi anni per il riscaldamento nel settore civile si è ricorso ad un crescente utilizzo di legno pastigliato (*pellet*) e di legno sminuzzato (cippato o *chip*). Il primo aspetto da considerare riguarda la consistenza del settore di produzione di macchine pellettizzatrici e cippatrici. Sul mercato italiano si sono individuati circa 15 società produttrici di macchine per fare i *pellet* e per la produzione di cippato. Il processo di pellettizzazione è standardizzato e consiste nella pressatura della materia prima attraverso una trafila forata che crea dei cilindretti più o meno compressi, normalmente dimensionati con diametri variabili da 2 a 12 mm e altezza media da 12 a 18 mm.²⁸

Le aziende individuate offrono, oltre alla progettazione e realizzazione di diversi tipi di impianti di smaltimento, differenti modelli di pellettizzatrici, sia a trafila anulare verticale che piana, ad un prezzo di vendita variabile in funzione della dimensione della macchina e della sua capacità produttiva.

Per il cippato, invece, il legno viene ridotto meccanicamente in piccoli frammenti di dimensioni uniformi, in genere le dimensioni standard sono 40x20x10 mm.

Tutte le aziende che producono questo tipo di impianti sono localizzate nelle regioni del Nord Italia, dove peraltro è presente la maggiore concentrazione di produttori di *pellet* e cippato e soprattutto dove vi è la maggiore disponibilità di materia prima legnosa e residui agro-forestali.

Per ciò che concerne, più specificatamente, il *pellet*, a conferma delle sue caratteristiche positive, legate ai numerosi vantaggi tecnici e gestionali, costituisce attualmente in Italia la forma di biomassa solida energetica trasformata con maggiore potenzialità di sviluppo di mercato. Tuttavia, il mercato del *pellet* risulta ad oggi ancora poco trasparente, caratterizzato da uno sviluppo disomogeneo, una informazione inadeguata sulle tecnologie produttive e sulle possibilità di approvvigionamento delle materie prime e soprattutto dalla mancanza di una normativa di riferimento che regoli l'intero settore.

Ciò nonostante, si sta assistendo ad una fase iniziale di rapida crescita contraddistinta da un consistente incremento della produzione nazionale negli ultimi tre anni e dall'entrata sul mercato di numerosi piccoli produttori. L'unico limite a tale espansione sembra essere legato alla disponibilità di residui di lavorazione di legname nelle attività di prima trasformazione industriale e, in particolare, alla produzione di segati, di tranciati e compensati.

²⁷ Stime per il 2004 dell'ADEME (*Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie*).

²⁸ Le fasi preventive di lavorazione della materia prima hanno il fine di sminuzzare finemente, omogeneizzare, condizionare e stabilizzare la biomassa per avere un prodotto finito di caratteristiche costanti.

Le tipologie più comuni utilizzate nei pellettifici italiani sono infatti la segatura e i trucioli di pialla, seguiti dagli scarti grossolani di segheria, il cippato di bosco, il cippato ottenuto da residui di lavorazione del legno e infine i residui di potature agricole.²⁹

Per quanto riguarda la produzione, si stima che per il periodo 2003-2004 si sia raggiunto un valore di 198.000 t/anno, in crescita rispetto al valore fornito dall'AIEL³⁰, per il solo 2003, di circa 160.000 tonnellate, e superiore rispetto alle 85.000-95.000 tonnellate prodotte nel 2001.³¹ Dalle citate indagini campionarie, si sono individuati 36 produttori di *pellet*, di dimensioni medio-grandi, da ritenersi i principali, concentrati prevalentemente nelle regioni del Nord Italia, dove, sotto l'influenza di Stati quali l'Austria (che presenta un mercato dei *pellet* già da tempo consolidato), è nato, 4-5 anni fa, il mercato nazionale del *pellet* di legno, e dove si riscontra oggi un maggiore il livello di consumo nazionale di *pellet* dovuto alla più alta diffusione di piccoli sistemi di riscaldamento domestico. Tale numero di produttori nazionali (con un numero stimato di addetti totali pari alle 80 unità), è da considerarsi in difetto rispetto al numero reale che sembra attestarsi sulle 100 unità. Negli ultimi due anni sono entrate nel mercato numerose aziende di medio-piccole dimensioni. Queste rappresentano oggi circa il 40% del totale, e hanno visto nel *pellet* un valido strumento per permettere lo smaltimento e il successivo riutilizzo dei propri residui legnosi (la produzione di *pellet* rappresenta quindi una loro attività secondaria).

In generale, tutti i produttori nazionali fanno ricorso ai mercati locali per il reperimento delle materie prime necessarie per la produzione del *pellet*; sono pochi i casi in cui si fa riferimento ad altre regioni o a mercati esteri. In funzione del costo della materia prima utilizzata, varia anche il costo di produzione del *pellet*, che si attesta in un intervallo che va da 5,5 €/kg a 9,5 €/kg, e necessariamente risulta variabile anche il prezzo finale del combustibile, pari a 11÷17 €/kg, per la vendita all'ingrosso, e 20÷26 €/kg, per il dettaglio.

Una possibile stima dei consumi di *pellet* è stata effettuata attraverso la determinazione del numero di impianti funzionanti a *pellet*, presenti sul mercato italiano. La tipologia principale dei consumatori di *pellet* è rappresentata infatti dagli utenti in possesso di piccole stufe per uso domestico; seguiti dalle caldaie dei riscaldamenti autonomi e dai riscaldamenti centralizzati di grandi edifici. L'analisi ha portato a valutare, per il 2003, la presenza in ambito nazionale di circa 125.000 stufe a *pellet*, di potenza variabile da 8 a 12 kW, e un conseguente consumo complessivo annuo stimato di 173.000 tonnellate. Si è poi stimata una diffusione di caldaie a *pellet* di media dimensione, con potenza di 30-35 kW, superiore alle 500 unità, con un consumo complessivo di 2.300 tonnellate ed infine la presenza di circa 20 impianti per il riscaldamento centrale degli edifici con un consumo attribuibile di 2.000-2.500 tonnellate annue³².

Ad oggi, il consumo complessivo di *pellet* in Italia sembra attestarsi sulle 250.000 tonnellate annue. Tutto il *pellet* prodotto in Italia viene venduto interamente all'interno dei confini nazionali, ma soprattutto nelle regioni del Nord d'Italia, principale area di concentrazione non solo produttiva, ma anche di consumo.

²⁹ La produzione di pellet a partire da produzioni forestali dedicate risulta infatti economicamente poco conveniente.

³⁰ Annalisa Paniz, Davide Pettenella, *Il mercato del pellet in Italia da prodotto di nicchia a biocombustibile di massa?*, AIEL territoriolegnoenergia, maggio 2004.

³¹ A. Panini, *Aspetti di mercato: la situazione nazionale e le prospettive*, CTI 2002.

³² Annalisa Paniz, Davide Pettenella, *Il mercato del pellet in Italia da prodotto di nicchia a biocombustibile di massa?*, AIEL territoriolegnoenergia, maggio 2004.

Nella quasi totalità dei casi, inoltre, il *pellet* viene fornito direttamente dai produttori di stufe a *pellet* ai clienti nei propri punti vendita, al fine di incentivare la vendita degli impianti il cui costo è superiore rispetto ai classici camini o stufe a legna, evitando al consumatore i disagi di reperire il combustibile necessario. Infine, non si hanno flussi di esportazione di tale prodotto, mentre il livello di importazione è risultato nel 2004 pari a oltre 100.000 tonnellate (di cui 25.000 dalla sola Austria).

In Italia, i principali settori di utenza per le biomasse sono, nell'ordine: il riscaldamento domestico (sia di tipo individuale, che collettivo attraverso il teleriscaldamento); la produzione di calore di processo; la produzione di energia elettrica in impianti centralizzati a partire da legna e residui agricoli e agroindustriali, rifiuti solidi urbani (RSU) e biogas da liquami.

Nella produzione di energia termica da biomassa, l'apporto più importante nel 2003 proviene dall'utilizzo di legna nelle abitazioni (oltre 46.000 TJ) e nelle industrie (quasi 40.000 TJ), mentre si stima una produzione con impianti a cogenerazione di quasi 13.000 TJ; più limitata la produzione di calore da impianti di teleriscaldamento (circa 1200 TJ).

Costi

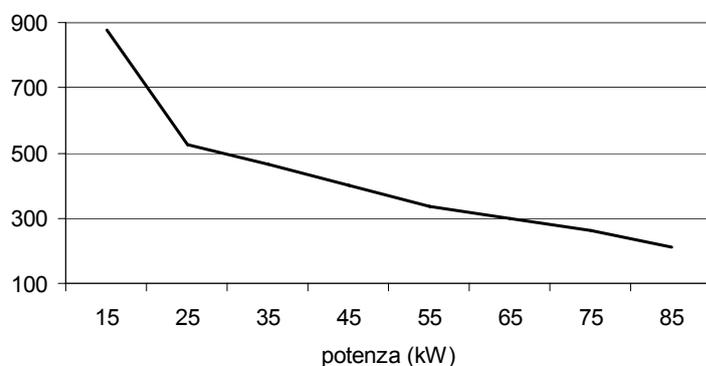
Gli impianti di riscaldamento a biomassa sono caratterizzati da alti costi di investimento e da bassi costi di esercizio. Nel seguito vengono fornite indicazioni in merito ai costi dei componenti tecnologici per un impianto di riscaldamento domestico a *pellet* e a cippato.

Nel sistema a *pellet* i costi comprendono caldaia, sistema di estrazione del *pellet*, bollitore per acqua sanitaria e centralina di regolazione; nel sistema a cippato i costi comprendono caldaia, estrattore del cippato, ciclone centrale di regolazione.

I prezzi, espressi in €/kW, esclusa l'IVA, sono riferiti alle sole apparecchiature e sono da considerarsi orientativi. A questi costi va aggiunta l'installazione, che incide in misura variabile dal 20 al 50% del costo delle apparecchiature a seconda delle diverse situazioni impiantistiche.

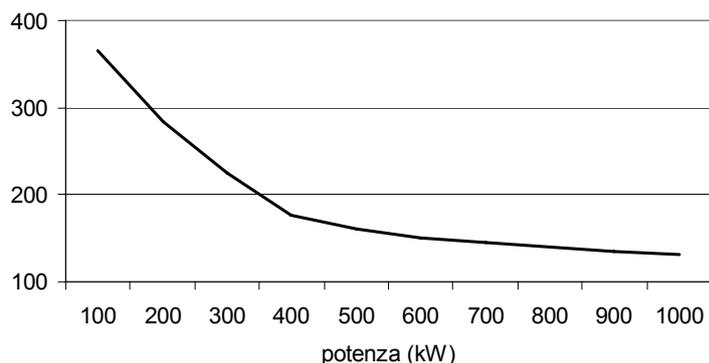
I prezzi indicati dai grafici della Figura 7.18 e della Figura 7.19 si riferiscono a impianti basati su tecnologie avanzate, il cui costo può essere notevolmente superiore a quelli di sistemi più semplici disponibili sul mercato.

Figura 7.18 - Costi indicativi di un impianto a *pellet* per uso domestico (€/kW)



Fonte: elaborazione da fonte ITABIA 2004

Figura 7.19 - Costi indicativi di un impianto di riscaldamento a cippato (€/kW)



Fonte: elaborazione da fonte ITABIA 2004

Tabella 7.11 - Aspetti economici per l'utente*. Anno 2003

	unità	Chips	Pellet	Gasolio	Gas
Investimento	€	15.750	14.700	10.000	8.500
Costo capitale	€/anno	1.110	1.049	704	594
Costo esercizio	€/anno	8.310	8.839	16.294	13.094
Costo per MWh	€/MWh	55	59	109	87

* valutazioni riferite ad una caldaia da 100 kW con funzionamento pari a 1500 h/anno
Fonte: CTI

Si evidenziano per entrambe le tipologie di impianto (a *pellet* e a cippato) un calo molto pronunciato dei costi unitari di investimento con l'aumentare della potenza installata.

Tuttavia per valutare efficacemente il risparmio derivante dall'utilizzo di un impianto a biomassa è necessario disporre di un buon approvvigionamento di biomassa a livello locale.

Secondo quanto indicato nella Tabella 7.11, la convenienza economica nella realizzazione di un impianto di riscaldamento a biomassa si basa inoltre sui tempi di ritorno dell'investimento, che dipendono dalle quantità di combustibile fossile risparmiato e quindi dai tempi di utilizzo dell'impianto.

Ad oggi, il mercato di tali piccoli impianti per il riscaldamento domestico è in continuo aumento, come testimonia la crescente diffusione di stufe a *pellet*, che hanno cominciato a diffondersi dal 1998, manifestando un *boom* delle vendite a partire dal 2000, parallelamente all'incremento della produzione del *pellet*.

Mercato

Vista la forte peculiarità del settore della produzione di energia da biomassa, è difficile fornire una stima sufficientemente esaustiva del relativo mercato. Soprattutto, è necessario evidenziare la specialità della materia prima utilizzata (le biomasse), il cui valore assume un ruolo rilevante principalmente in relazione al forte legame che questa presenta con il territorio. Il sistema biomasse prende infatti dal territorio la materia prima – sia sotto forma di residui di attività agricole e forestali e delle relative industrie di trasformazione, sia sotto forma di colture dedicate alla esclusiva produzione di energia – e al territorio ritorna buona parte delle uscite sia in termini di energia, sia in termini di sottoprodotti per il sistema

agricolo³³. Da evidenziare, inoltre, che il costo di approvvigionamento della materia prima ha una forte incidenza sul costo dell'energia prodotta, mediamente sulla base degli impianti realizzati, il consumo specifico è di 1-1,2 kg di biomassa per kWh elettrico prodotta.

Il costo della biomassa dipende dalla tipologia ma mediamente si attesta attualmente intorno ai 40-50 €/tonnellata mentre tale costo per le colture energetiche varia da 30 a 60 €/t di sostanza secca e include coltivazione, raccolta, stoccaggio e trasporto del prodotto, sebbene possa essere dimezzato migliorando le pratiche agronomiche ed incrementando la produttività annuale di colture lignocellulosiche. Pertanto, un'accurata valutazione del sistema delle biomasse in termini di valore di mercato e di occupazione indotta risulta di difficile determinazione, non solo per le numerose filiere produttive di biomasse utilizzabili per impieghi energetici, ma soprattutto perché mancano dati precisi relativi alla quantità effettivamente prodotta e consumata in ambito nazionale.

Le biomasse comunemente utilizzate in Italia per la produzione di energia termica e/o elettrica sono costituite da residui forestali, agricoli e agroindustriali; per queste biomasse, composte da scarti e prodotti di risulta di attività produttive eterogenee, è assente una quantificazione precisa della loro disponibilità e di conseguenza delle potenzialità produttive per alimentare il crescente mercato della bioenergia.

Il rapporto 2003 dell'ITABIA stima la disponibilità di biomasse in Italia a circa 20-22 milioni di tonnellate: di queste, circa 6 milioni provenienti da residui dell'industria del legno, circa 1,5 milioni da residui agroindustriali, circa 6 milioni da residui forestali e circa 7,5 milioni da residui di colture erbacee ed arboree.

Per quanto riguarda, invece, la potenziale diffusione delle coltivazioni dedicate alla produzione di biomassa, anche in questo caso i fattori da considerare sono numerosi (strutturali, geografici, economici, sociali ecc.) e di non facile interpretazione. Una possibile stima fa ammontare a 1 milione di ha il territorio che potrebbe essere destinato alla riconversione a colture annuali o poliennali per la produzione di biomassa da energia. Ipotizzando una produttività media dell'ordine delle 10 t/anno di biomassa, si raggiunge un potenziale globale di 10 Milioni di t/anno, da aggiungere alla residuale già evidenziata.³⁴

Per ciò che concerne la commercializzazione, i prezzi delle biomasse combustibili (ben distinte dai rifiuti da smaltire), sono correlati non solo ai costi della produzione, ma anche al valore del combustibile sostituito. La *legna da ardere*, quercia in tronchetti, portata in casa, ha prezzi attorno agli 80÷110 €/t, mentre risulta più basso se acquistata all'ingrosso (anche 45÷55 €/t), sebbene in alcune realtà sia possibile disporre di legname praticamente a costo zero (potature agricole, scarti delle utilizzazioni forestali ecc.).

Le *pellet* nel mercato austriaco, tedesco ed italiano costano all'ingrosso attorno ai 150 €/t, mentre al dettaglio arrivano a 270 €/t. Gli impianti di teleriscaldamento acquistano *cippato* (legno in scaglie) e segatura dalle segherie a prezzi attorno ai 30÷40 €/t. I *prodotti agro-industriali* quali gusci e sansa variano a seconda delle quantità disponibili in ogni stagione. Il prezzo medio della *sansa* si aggira intorno ai 40-50 €/t, ma varia sensibilmente in funzione

³³ Utilizzo di ceneri ottenuti dalla combustione della biomassa legnosa quale ammendante in ambito agricolo e forestale chiudendo così il circolo della filiera bosco-legna-energia. Vittorio Bartorelli, *Disponibilità di biomasse sul territorio italiano e aspettative reali di sfruttamento*, ITABIA, febbraio 2003.

³⁴ V. Bartorelli, *Disponibilità di biomasse sul territorio italiano e aspettative reali di sfruttamento*, ITABIA, febbraio 2003.

della qualità, del periodo di acquisto e anche dalla distanza dell'utenza dal sansificio³⁵. Va d'altro canto fatto rilevare che per larga parte l'approvvigionamento di biomassa per i grandi impianti di generazione elettrica avviene sul mercato mondiale dove può costare anche 10÷20 €/tonnellata. Ciò avviene a valle di processi e con modalità che lasciano molti dubbi in relazione alle caratteristiche "rinnovabili" di questa biomassa e, nel contempo, rendono più difficilmente praticabili progetti di filiera sulla biomassa locale.

Impianti di generazione

Per quanto riguarda le tecnologie per *impieghi termici* delle biomasse, negli ultimi anni si è assistito ad un processo di forte innovazione del settore, che ha portato alla odierna suddivisione del mercato in:

- a. caldaie per reti di riscaldamento nelle aree montane, progettate per servire villaggi o piccole città, utilizzano come combustibile gli scarti delle segherie locali, derivanti dalla manutenzione di boschi e i sottoprodotti agricoli. Le caldaie, di taglia intorno ai 10 MW termici, sono a griglia fissa, alimentate da segature e cippato;
- b. caldaie per il riscaldamento di piccole abitazioni, con camera di grande volume per il caricamento di legna a tronchetti e funzionamento a fiamma rovescia verso il basso, con ventilatore;
- c. termocamini con vetro di chiusura della camera di combustione per legno in pezzi. Tali impianti possono o scaldare l'aria ambiente con circolazione forzata o scaldare l'acqua, permettendo anche la cottura di cibi alla brace;
- d. caldaie e stufe, alimentate meccanicamente con materiale sfuso di pezzatura regolare, attraverso una coclea che si alimenta da un serbatoio di carico e che rifornisce un crogiolo di combustione. Il combustibile può essere costituito da residui sminuzzati quali la sansa esausta, i gusci di nocciole, i noccioli di frutta o *pellet* di diametro 6 mm e lunghezza 10÷15 mm.³⁶

Attualmente, il mercato degli impianti di piccola potenza (10-50 kW) per riscaldamento domestico si aggira in qualche decina di migliaia di unità all'anno.³⁷ Le aziende produttrici di tali impianti sono per la maggior parte aziende di piccole e medie dimensioni, spesso localizzate in distretti industriali e in zone dove è facilmente reperibile il combustibile necessario.

Grandi impianti

Per ciò che concerne, infine, la componentistica per grandi impianti di produzione di energia da biomassa, non esistono in Italia produttori di componenti e sistemi per la fornitura completa di tali impianti. Sono presenti per la maggior parte società di impiantistica e di ingegneria, che quindi producono e/o acquistano le diverse parti dell'impianto da fornitori specializzati, e assemblano l'impianto in funzione delle specifiche esigenze del cliente finale; il che determina evidentemente un livello di innovazione tecnologica praticamente assente in ambito nazionale.

³⁵ G. Tomassetti, *La valutazione energetica delle biomasse*, FIRE, gennaio 2005

³⁶ G. Tomassetti, *Energia dalle biomasse*, FIRE, gennaio 2005.

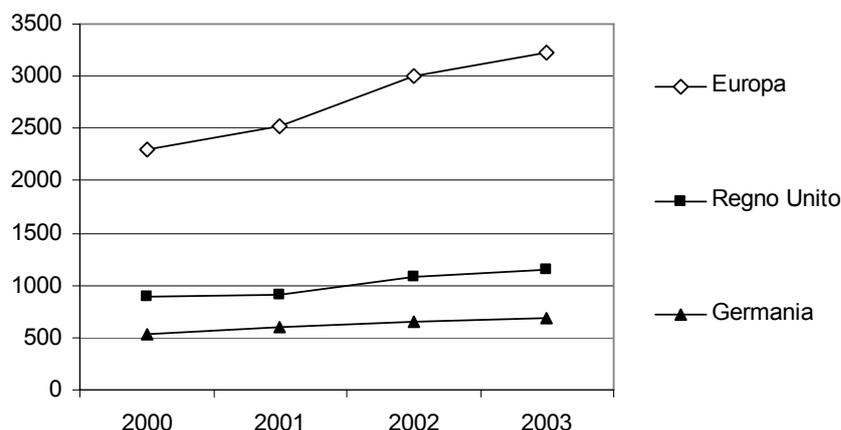
³⁷ ITABIA, *Le biomasse per l'energia e l'ambiente*, 2003.

7.6.2 Biogas

Sin dal 1990 in Europa si è assistito ad una continua crescita della produzione di biogas, che è passata dalle 2.304 tonnellate nel 1999, alle 3.219 tonnellate nel 2003 (Figura 7.20). Paese leader in questo settore continua ad essere il Regno Unito, con oltre 15.000 addetti nel settore nel 2003 e una produzione di biogas grezzo pari a 1.151 tonnellate; segue la Germania, che dichiara 2.000 installazioni per una produzione di biogas pari a 685 tonnellate.³⁸

Di questo secondo gruppo fanno parte la Linde KCA, azienda svizzera leader nel settore del biogas con 20 unità installate e una capacità di 992.500 tonnellate, e la francese Valorga, impresa in continua crescita che ha raggiunto nel 2003 le 11 unità e una capacità di 884.400 tonnellate (Tabella 7.12). L'industria del biogas è divisa tra un piccolo gruppo di aziende specializzato nella realizzazione di installazioni di bassa capacità e un largo gruppo che installa unità con capacità di trattamento di diverse migliaia di tonnellate.

Figura 7.20 - Produzione di biogas per area geografica (t x 1.000). Anno 2003



Fonte: elaborazione sui dati EurObserv'ER

Tabella 7.12 - Industrie biogas in Europa: fatturato e numero addetti. Anni 2000-2003

	Linde KCA		Valorga	
	fatturato (M€)	numero addetti	fatturato (M€)	numero addetti
2000	10,4	19	15	60
2001	46,5	70	15	60
2002	29	60	10	30
2003	28	60	22	60

Fonte: EurObserv'ER

³⁸ EurObserv'ER, Le Barometre du Biogas, 2004

In Italia, la maggior spinta verso la digestione anaerobica sembra provenire dalla “direttiva nitrati” (DLgs n. 152 del 11/5/99) che, nell’ottica di proteggere le acque dall’inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole, limita la possibilità di spandere reflui zootecnici su terreni, con necessità di un loro trattamento preliminare. In questo caso la digestione anaerobica si presenta quindi come una scelta efficiente per l’abbattimento del carico organico e la produzione di energia rinnovabile ne costituisce quasi un sottoprodotto.

Per ciò che concerne, invece, la produzione di energia elettrica da rifiuti, la produzione avviene sia tramite combustione diretta, sia mediante l’utilizzo di biogas captato dalle discariche di rifiuti solidi urbani. In particolare, dal 1995 la produzione di energia da RSU è aumentata di circa 11 volte, dai 168 GWh del 1995 ai 1.812 GWh del 2003. La capacità installata è aumentata di un fattore sei, passando dai 73 MW del 1995 ai 446 MW del 2003. A fine 2003, la produzione di energia elettrica da biogas³⁹ ammontava a 1.033 GWh). Si stima che l’88% 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.

Prospettive di sviluppo del settore

Per quanto riguarda il costo di approvvigionamento delle biomasse, si prevede che possa essere dimezzato nel medio periodo. Ciò sarà possibile migliorando le pratiche agronomiche ed incrementando la produttività delle colture dall’attuale 10-15 t/ha/anno di sostanza secca a 20-25 t/ha/anno. L’utilizzo della forestazione a rapida rotazione potrà costituire un importante fattore di abbattimento del costo, ma per competere con la produzione agricola dovrà essere raggiunta una produttività pari a 10 t/ha/anno di sostanza secca ed un prodotto finale facilmente commerciabile.

Tra le tecnologie, la combustione diretta è il processo di conversione energetico più diffuso, ma anche nei moderni impianti le efficienze di conversione non superano il 55%. La combustione in letto fluido è un valido strumento sia per migliorare l’efficienza della combustione che l’impatto ambientale, mentre il sistema di cogenerazione di calore ed elettricità, meglio se accoppiato con una turbina a gas, potrà risultare un sistema efficiente per utilizzare al massimo il potenziale energetico.

Altri processi termochimici che possono essere impiegati sono la gassificazione e la pirolisi. La prima è una tecnologia sperimentata, ma non ancora commercializzata, in parte legata ad impianti di piccole taglie (5-500 kW) per applicazioni nei Paesi emergenti. Resta ancora da perfezionare la depurazione dei gas necessari all’alimentazione dei motori o, in prospettiva, di *fuel cell*. Con la pirolisi è possibile ottenere, oltre che carbone e gas, un prodotto liquido, costituito da diverse sostanze chimiche, con rese fino all’80% rispetto alla biomassa secca. È in corso di sviluppo l’impiego di questo olio come combustibile o come fonte di prodotti chimici a più alto valore aggiunto.

Il mercato delle biomassa soffre ancora di una bassa domanda, che deve essere incentivata attraverso soprattutto una campagna di sensibilizzazione della popolazione sui benefici ambientali. Occorre inoltre attenuare il divario dei costi con le fonti fossili, attraverso bonus

³⁹ Miscela di metano e CO₂ con percentuali del primo variabili tra il 40% e il 70%, derivante dalla degradazione di sostanza organica in condizioni di anaerobiosi.

fiscali o altri strumenti di equivalente impatto. Non meno importante è l'associazione agli impianti di servizi alla popolazione locale quali la fornitura di calore, lo smaltimento di rifiuti e la creazione di oasi naturalistiche. In conclusione, per ottenere apprezzabili risultati nel campo bioenergetico il cammino è ancora lungo e avrà successo se le biomasse verranno utilizzate per: soddisfare esigenze ambientali; coprodurre energia e materiali di interesse industriale; assicurare benefici tangibili alla popolazione.

7.6.3 Biocombustibili

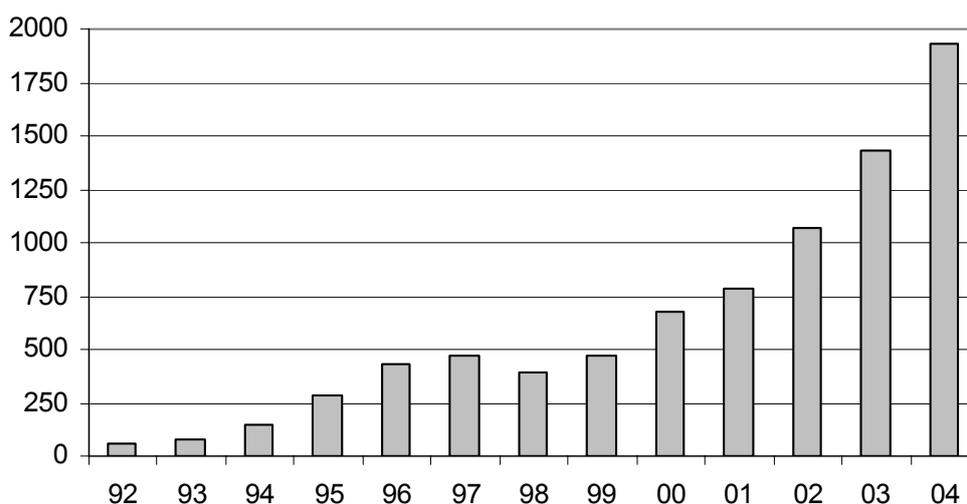
L'uso di biocombustibili – biodiesel e bioetanolo – sta aumentando nei vari Paesi del mondo. La produzione combinata dell'Unione Europea (UE15) per il 2003 (Figura 7.21) ha raggiunto la quantità di 1.735.500 tonnellate, equivalente a 1.488.680 tep⁴⁰.

La CE ha stabilito un *target* ambizioso pari al 5,75% al 2012 di biocombustibili per trasporti con un obiettivo intermedio del 2% al 2006. Per ciò che riguarda l'Italia con un consumo che si aggira intorno a 40 milioni di tonnellate annuale, ciò si traduce nella sostituzione di circa 800.000 tonnellate come obiettivo intermedio e circa 2.000 milioni di tonnellate come obiettivo al 2010-2012.

Biodiesel: produzione e mercato

Il biodiesel è un carburante rinnovabile a basso impatto ambientale. Viene prodotto da oli vegetali, tipicamente colza, soia e girasole; può essere utilizzato da subito come sostituto del gasolio nel settore dei trasporti e come combustibile per il riscaldamento senza modificare motori o caldaie. Il biodiesel è biodegradabile, non è tossico, è uno degli strumenti della Unione Europea per ridurre la dipendenza dal petrolio nonché le emissioni in accordo al Protocollo di Kyoto.

Figura 7.21 - Produzione di biodiesel nell'Europa a 15 (t x 1.000). Anni 1992-2004



Fonte: elaborazione sui dati EurObserv'ER

⁴⁰ EurObserv'ER, *Biofuels Barometer*

Attualmente in Italia, esso è utilizzato principalmente dalle aziende petrolifere in miscela fino al 5% per le sue qualità lubrificanti; infatti nei gasoli a basso tenore di zolfo è necessario aggiungere degli additivi per fornire la lubrificazione necessaria alla pompa e agli iniettori dei motori diesel, cosa in passato affidata allo zolfo.

La Germania, grazie anche ad una legislazione favorevole, è divenuta la maggiore produttrice di biodiesel con oltre 1 milione di t nel 2004 ed una crescita del 45% rispetto al 2003 (Tabella 7.13). Dopo la Germania, la seconda nazione nella produzione di biodiesel, nonostante un calo del 2,5% fatto registrare rispetto al 2003, è la Francia con quasi 350.000 t nel 2004. La maggiore crescita percentuale nel corso del 2004 è stata fatta segnare dalla Spagna che passa tra il 2003 e il 2004 da 6.000 a 13.000 t con quasi il 120% di incremento.

In Tabella 7.14 sono indicate le principali aziende di produzione di biodiesel in Europa.

Azienda leader nella produzione e commercializzazione è la Diester Industrie; questo gruppo ha un giro d'affari di 1,8 bilioni di euro e conta 150 addetti (i dati sono riferiti all'anno 2000). Azienda concorrente è la Novaol, con circa 50 impiegati ed un giro d'affari di 76,2 M€.

In Italia, il *biodiesel* è utilizzato in miscela con il diesel al 5% nella rete di distribuzione, al 30% nelle flotte private e puro per il riscaldamento ed usi di nicchia (Tabella 7.15).

La crescita costante della produzione italiana, è stata favorita dalla legge 388/2000 (Finanziaria 2001) che stabiliva l'esenzione dell'accisa per un contingente annuo di 300.000 t nell'ambito di un programma triennale di sperimentazione.

Ad oggi, l'industria italiana produce circa il 20% del biodiesel prodotto in tutta Europa. Di contro l'art. 527 della finanziaria 2005 ha ridotto a 200.000 tonnellate annue il contingente annuo di biodiesel in esenzione di accise.

Tabella 7.13 - Produzione di biodiesel nei principali Paesi UE (t x 1.000). Anni 2003-2004

Paese	2003	2004
Germania	715	1035
Francia	357	348
Italia	273	320
Danimarca	41	70
Repubblica Ceca	70	60
Austria	32	57
Repubblica Slovena	0	15
Spagna	6	13
Regno Unito	9	9
Lituania	0	5
Svezia	1	1,4
Totale	1504	1933,4

Fonte: elaborazione sui dati EurObserv'ER

Tabella 7.14 - Principali aziende europee nel settore del biodiesel. Anno 2004

Azienda	Nazionalità	Produzione (x1000 t)
Diester Industrie	Francia	> 300
ADM	USA (filiale tedesca)	> 250
Novaol	Francia	> 250
Natur Energie West	Germania	> 100
Fox Petroli	Italia	> 100
MUW	Germania	> 100
Campa biodiesel	Germania	> 70

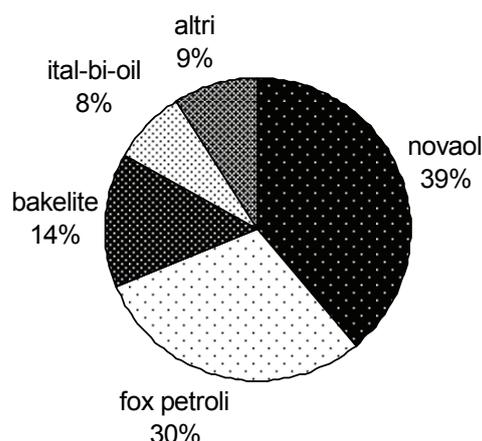
Fonte: EurObserv'ER

Tabella.7.15 - Evoluzione del mercato del biodiesel in Italia. Anni 2001-2003

Immissioni consumo Italia (t x 1000)	2001	2002	2003
Additivo per gasolio al 5%	120	140	200
Componente di miscele con gasolio in misura del 20/30%	10	20	25
Combustibile per riscaldamento puro al 100%	40	50	55
Totale	170	210	280

Fonte: Assobiodiesel

Figura 7.22 - Operatori e rispettive quote di mercato. Anno 2003



Fonte: elaborazione su dati Assobiodiesel

Il complesso delle capacità produttive è oggi pari a circa 420.000 t/anno, ripartite tra i principali operatori del settore presenti su tutto il territorio nazionale (Figura 7.22). Tali aziende hanno recentemente investito in miglioramenti tecnologici e aumenti della capacità produttiva, e sono già in grado di soddisfare la prevista crescita del mercato.

In sintesi, allo stato attuale i costi di produzione risultano essere maggiori di quelli relativi alla produzione di gasolio minerale; la materia prima olio vegetale rappresenta infatti il 75-80% del costo del prodotto finito e soprattutto i costi logistici risentono della mancanza di un sistema sviluppato delle idonee infrastrutture. L'esenzione dell'accisa risulta pertanto lo strumento essenziale di compensazione di tali costi di produzione al fine di consentire un posizionamento competitivo del prodotto sul mercato.

Bioetanolo: produzione e mercato

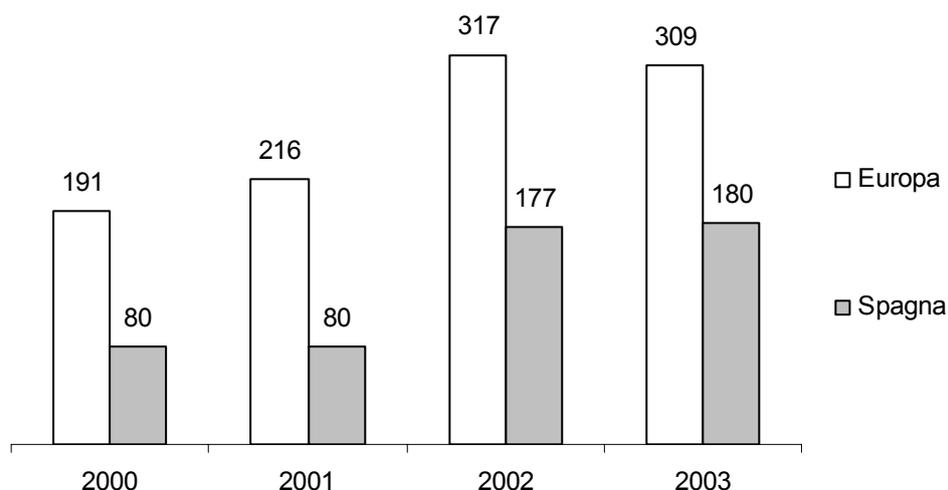
Il bioetanolo può essere prodotto mediante un processo di fermentazione da biomasse, ovvero da diversi prodotti agricoli ricchi di carboidrati e zuccheri quali i cereali, le colture zuccherine, gli amidacei e le vinacce. In campo energetico, il bioetanolo può essere utilizzato come componente per benzine o per la preparazione dell'ETBE (EtilTerButilEtere: un derivato alto-ottanico alternativo all'MTBE, MetilTerButilEtere).

Paragonato al petrolio, l'uso dei biocarburanti per il trasporto è ancora abbastanza raro: l'*etanolo* è il più utilizzato in questa categoria grazie soprattutto all'enorme uso negli USA e in Brasile. Negli USA l'*etanolo* è utilizzato come carburante per il trasporto già dal 1980 e la sua produzione è 20 volte maggiore della produzione di ogni altro paese IEA.

Nonostante ciò, negli Stati Uniti, l'*etanolo* rappresenta solo il 2% del carburante utilizzato per il trasporto, mentre in Brasile, dove la produzione di *etanolo* ha raggiunto, nel 2000, 11 bilioni di litri, esso risponde ad una domanda del 30%.

La produzione combinata di bioetanolo e biodiesel ha raggiunto nel 2003, in Europa, 1.743.500 tonnellate (equivalenti a 1.488.680 tep), di cui 309.500 di *etanolo* e 1.434.000 di biodiesel, con una crescita del 26,1% rispetto all'anno precedente.

Figura 7.23 - Produzione di etanolo in Europa e in Spagna (t x 1.000). Anni 2000-2003



Fonte: elaborazione sui dati EurObserv'ER

L'etanolo, con più di 18,3 milioni di tonnellate nell'anno 2003, risulta il biocarburante più prodotto nel mondo. Ciò è dovuto, come accennato, essenzialmente a due Stati, il Brasile (9,9 milioni di tonnellate nel 2003) e gli Stati Uniti (8,4 milioni di tonnellate nel 2003).

In Europa, invece, la situazione è modesta; nel 2003 sono state prodotte 309.500 (547.650 di ETBE) tonnellate contro le 317.300 del 2002 con un decremento del 2,5%.

La capacità attuale, derivante dalla sostituzione del metanolo per gli additivi antidetonanti (ETBE al posto di MTBE), è di 1,5 Mt/anno nell'UE.

Tabella.7.16 - Produzione di etanolo e di ETBE nei paesi UE. Anni 2003-2004

	2003		2004	
	Etanolo	ETBE	Etanolo	ETBE
Spagna	160.000	383.400	194.000	413.200
Francia	82.000	164.250	102.000	170.600
Svezia	52.000	0	52000	0
Polonia	60.430	67000	35840	n.d.
Germania	0	0	20000	42500
CE*	70.320	n.d.	87200	n.d.
Totale UE	424.750	572.050	491.040	626.300

CE* - Etanolo venduto dalla CE nel quadro della gestione del mercato comunitario dell'alcol trasformato in etanolo per trazione

Fonte: EurObserv'ER – Biofuels Barometer Giugno 2005

In Italia il mercato del *bioetanolo* avrebbe dovuto aprirsi a partire dal 2001, a seguito dello stanziamento nella legge finanziaria di quell'anno di un fondo a favore di un progetto sperimentale, al fine di incentivare l'impiego di alcoli e derivati (ETBE) nel mercato dell'autotrazione.

Non essendo partito tale progetto, ne consegue che, ad oggi, una discreta quantità di etanolo prodotto viene venduto ad altri Paesi (Brasile, Svezia ecc.) per essere impiegato come combustibile; in Italia, quindi, l'etanolo è ancora assente dal mercato energetico, nonostante le riconosciute potenzialità e la disponibilità.

In conclusione, è da evidenziare come la legge 30 dicembre 2004 n. 311 (Finanziaria 2005) ha modificato quanto previsto nella Finanziaria 2001 trasferendo il progetto *bioetanolo* al triennio 2005-2007 e, soprattutto, allocando 219 M€ per le agevolazioni fiscali. Questo stanziamento consentirà di produrre in 3 anni circa 3 milioni di ettolitri di etanolo agricolo (vinicolo, da barbabietole e da cereali) da destinare principalmente alla trasformazione in ETBE.

Globalmente tutto ciò dovrebbe portare ad un utilizzo annuo di circa 120.000 tonnellate di bioetanolo per trasporto.

Prospettive di sviluppo del settore biocombustibili

La tecnologia per la produzione di biodiesel e bioetanolo da colture agricole dedicate è abbastanza consolidata, ma è indispensabile indirizzare la ricerca verso altri canali di produzione, quali ad esempio l'ottenimento di ETBE da scarti lignocellulosici.

In Paesi come l'Italia, in cui l'agricoltura è afflitta da problemi organizzativi e di costo, l'uso di materiali di scarto lignocellulosici per tale scopo sembra avere discrete prospettive. Tuttavia l'idrolisi della cellulosa, sia acida che enzimatica, dovrà essere portata a un livello di maturità.

Capitolo 8

Scambi commerciali e competitività internazionale dell'industria

8.1 Premessa

L'analisi delle opportunità offerte sul fronte tecnologico-industriale dallo sviluppo commerciale delle tecnologie di produzione di energia da fonti rinnovabili rappresenta un capitolo essenziale nella redazione di un rapporto generale sulle fonti energetiche rinnovabili. I motivi di questa importanza sono molteplici e non sono riconducibili solo ad aspetti commerciali.

In primo luogo le sfide tecnologiche per il superamento dell'utilizzo delle fonti fossili avvengono in un contesto di impegni internazionali in materia ambientale che rappresentano, in quanto tali, degli elementi di incentivo agli investimenti in questo campo e che agevolano l'introduzione delle soluzioni di maggior rilievo ed interesse in un ampio mercato internazionale. Gli andamenti degli scambi internazionali, d'altra parte, segnalano le potenzialità reali delle diverse tecnologie traducendo rapidamente il livello di competitività economica via via raggiunto dalle singole soluzioni.

In secondo luogo, la collocazione di ogni singolo Paese – e in particolare per quanto attiene al presente Rapporto, dell'Italia – in questo mercato internazionale esprime la capacità di creare le condizioni per lo sviluppo delle capacità industriali nella produzione di tali tecnologie, di affrontare anche la dimensione della dipendenza e della sicurezza energetica e in linea generale di aggiungere nel concetto di sviluppo sostenibile, oltre alla dimensione ambientale di natura diffusa, anche quella economica e quindi potenzialmente anche sociale, di natura più geoeconomicamente concentrata.

Gli indicatori della capacità tecnologica di un Paese sul fronte dell'offerta di impianti/prodotti per l'utilizzo delle fonti rinnovabili appare, dunque, di maggior interesse rispetto agli stessi dati della produzione di energia da tali fonti poiché il successo commerciale raggiunto a livello internazionale si basa in genere su una fase di decollo e sviluppo a livello del mercato interno, cioè sulla effettiva produzione di energia da fonti rinnovabili, ma aggiunge a quella dimensione ambientale, la dimensione dell'occupazione, dello sviluppo, della bilancia commerciale e delle prospettive di questi stessi fattori.

Peraltro ormai da vari anni la dimensione della competitività tecnologica – e ragionevolmente le tecnologie per l'utilizzo energetico di fonti rinnovabili appartengono in linea generale al settore delle tecnologie avanzate – è stata indicata come la componente centrale dello sviluppo delle economie dei Paesi avanzati.

Per questi motivi in questo capitolo viene esaminato l'andamento della dinamica degli scambi commerciali internazionali per verificare, nel confronto con i dati generali del settore manifatturiero, le eventuali fasi di decollo o meno di tali scambi, le concentrazioni geopolitiche di tali scambi, i saldi commerciali in valore e normalizzati relativi ai principali Paesi industrializzati, nonché dell'UE(15).

Nei casi più significativi, inoltre, si sono approfondite le analisi disaggregando i totali in gruppi di prodotti significativi di singole tecnologie. Una analisi separata è poi stata dedicata ai prodotti combustibili rinnovabili e cioè alle biomasse, le cui problematiche implicano considerazioni del tutto specifiche.

Gli andamenti relativi ai singoli Paesi, e quindi anche quelli relativi al nostro Paese, peraltro, assumono un significato essenzialmente nel confronto internazionale e dall'andamento nel

tempo degli indicatori esaminati. Per questo aspetto della dinamica temporale i dati esistenti – che partono dal 1996 – consentono ormai di individuare dei percorsi sufficientemente significativi.

Occorre tuttavia considerare che nel caso delle tecnologie di produzione di energia da fonti rinnovabili, l'insieme internazionale degli impegni finanziari a livello di investimenti in ricerca e sviluppo sono consistenti e spaziano su un complesso di ipotesi scientifico-tecnologico molte delle quali non trovano ancora un riscontro sul piano della produzione e degli scambi commerciali.

In varia misura questi sforzi di ricerca riguardano anche le tecnologie attualmente commerciate per cui le linee di tendenza e gli assetti tecnologici delle varie tecnologie e dei singoli Paesi quali emergono dalle analisi svolte in questo capitolo devono essere considerate prudenzialmente se proiettate nel tempo.

Inoltre occorre aggiungere che mentre è associato per definizione ad ogni singola tecnologia un effetto ambientale positivo in termini di inquinanti atmosferici di interesse generale, tuttavia il potenziale espansivo di queste tecnologie deve tener conto anche degli effetti e dei vincoli ambientali diversi e specifici, in genere localizzati.

In questo senso l'esame delle politiche e in particolare dei casi di successo esposti nel capitolo successivo, offre il necessario complemento per consentire di individuare le possibili azioni che, oltre a quelle essenziali per il conseguimento di conoscenze scientifico-tecnologico, possono consentire di cogliere, in una con gli impegni ambientali, anche gli obiettivi di uno sviluppo qualificato sul piano economico e sociale.

8.2 Il quadro internazionale

Viene ricostruito in questo paragrafo il quadro relativo agli andamenti degli scambi internazionali in alcuni dei settori che fanno riferimento alle tecnologie per l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili (FER). In particolare, al fine di valutare la competitività internazionale dei prodotti relativi alla produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili, si è fatto ricorso alla base dati statistica ITCS (*International Trade by Commodity - Harmonized System 1996*) dell'OECD (*Organization for Economic Co-operation and Development*) relativa ai dati del commercio estero dei Paesi membri. L'analisi è stata svolta attraverso l'indagine dei dati registrati secondo la classificazione del commercio internazionale -HS 1996 che fornisce un elenco dettagliato di prodotti soggetti a transazioni internazionali, a partire dal 1996 fino al 2003¹.

Da tale elenco è stata pertanto selezionata una serie di voci riguardanti prodotti utilizzati per la produzione di energia da FER. I dati riguardano il valore delle esportazioni e importazioni (in migliaia di dollari correnti) e la quantità di prodotto commercializzata (misurata in tonnellate).²

¹ Il database ITCS utilizza una classificazione HS a 6 digit per 6784 tipologie di prodotto soggette a transazione in 264 Paesi

² Per prodotti differenti dalle materie prime, identificare la quantità commercializzata e peso dei prodotti potrebbe essere fuorviante. Tale serie di dati sarà quindi utilizzata solo ove indispensabile ad integrazione delle informazioni fornite dai dati in valore. Il raffinamento delle tecniche di produzione o l'utilizzo di materiali meno leggeri potrebbe determinare una diminuzione di peso per unità di prodotto.

Le voci evidenziate sono state quindi aggregate in gruppi omogenei di prodotti: materie prime e prodotti manifatturieri³, al fine di analizzare l'andamento degli interscambi di prodotti relativi alle FER in relazione a quello degli scambi totali.⁴

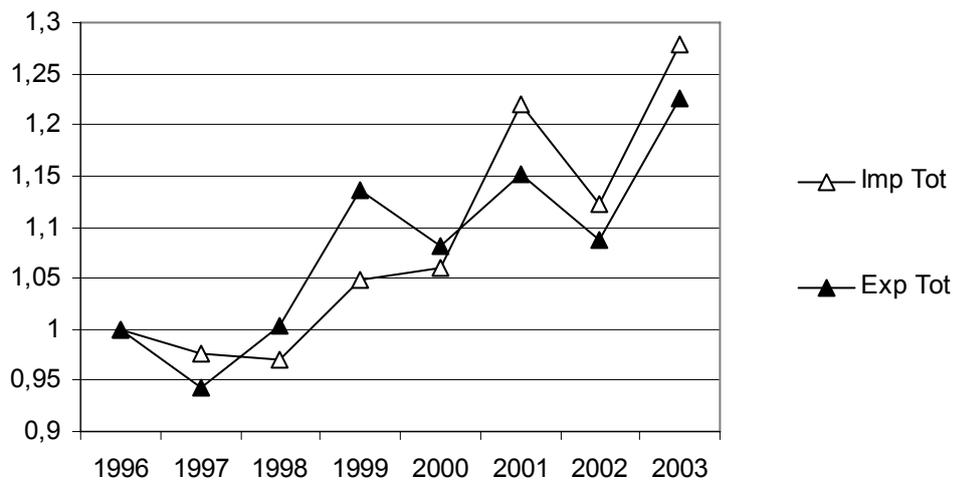
Gli andamenti degli scambi internazionali indicano certamente una dinamica sostenuta del complesso delle tecnologie per l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili. Tale dinamica, e i corrispondenti valori assoluti, non sembrano però esprimere ancora il consolidamento di una imprenditoria specializzata in questi settori se si esclude il caso dell'eolico, i cui dati traducono un consolidamento tecnologico-industriale attribuibile, tuttavia, ad un unico Paese, la Danimarca, al quale in misura assai più limitata e peraltro solo recentemente si è aggiunta la Spagna. Va segnalata d'altra parte in questi ultimi anni la crescita significativa del peso nell'export di queste tecnologie di Paesi di recente industrializzazione – primi tra tutti la Cina – il cui *trend* non è ancora pienamente leggibile attraverso i dati di cui oggi disponiamo.

La dinamica degli scambi di prodotti/impianti connessi con l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili non si discosta significativamente da quella del commercio totale.

In Figura 8.1 è riportato il valore a prezzi correnti di import ed export con riferimento all'insieme dei grandi aggregati UE(15), Stati Uniti e Giappone.

Comportamenti sostanzialmente diversi nei tre aggregati presi in considerazione caratterizzano tuttavia l'evoluzione di questi scambi.

Figura 8.1 - Valore a prezzi correnti di import ed export prodotti FER riferiti a UE(15), Stati Uniti e Giappone. Anno 1996=1



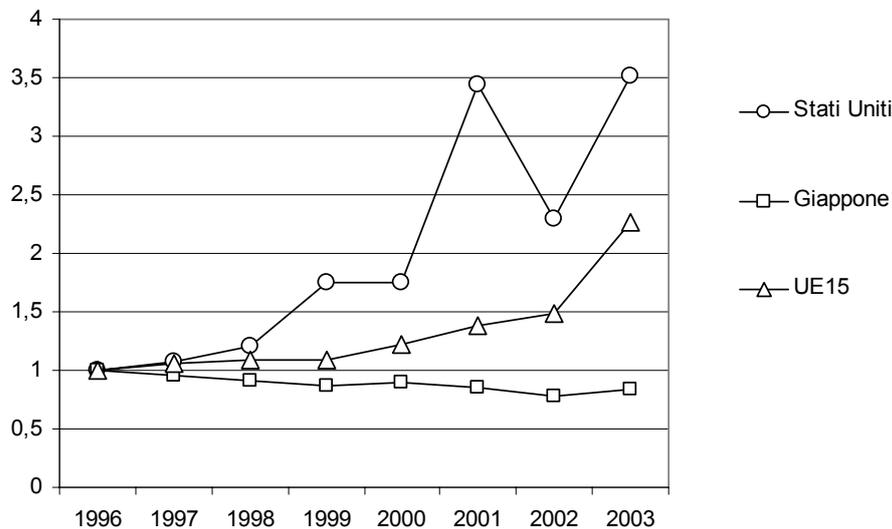
Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

³ Secondo la base dati statistica in esame, i gruppi di prodotti soggetti a scambi internazionali sono identificati con una cifra numerica fino ad un livello massimo di dettaglio di 6 cifre; i prodotti il cui numero identificativo iniziale va dallo 0 al 4 sono definiti materie prime e semilavorati, i prodotti il cui numero identificativo iniziale va dal 5 al 9 sono invece i prodotti manifatturieri.

⁴ Va sottolineato infine che nei dati riportati nel seguito non sono computati i valori relativi alle celle e ai moduli fotovoltaici in quanto la non distinzione di questi due prodotti nelle statistiche internazionali disponibili può implicare effetti distorsivi nei calcoli conseguenti. Questa assenza, tuttavia, non è tale da modificare gli andamenti degli scambi a livello complessivo internazionale ma può essere significativa nel caso di specifici Paesi. Alcune annotazioni relative a questi prodotti sono riportate, comunque, nell'apposito paragrafo dedicato ai singoli prodotti FER.

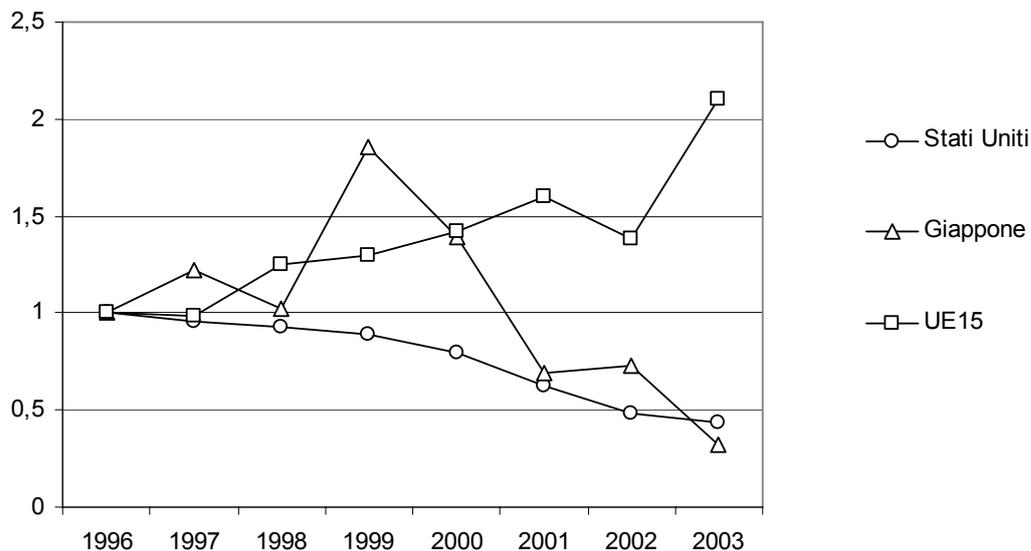
Mentre l'aggregato UE(15) mostra una dinamica positiva ed equilibrata tra export e import, nel caso degli Stati Uniti export ed import hanno una dinamica divergente alla base di un andamento crescente del deficit commerciale. Per il Giappone il maggiore equilibrio tra export ed import si verifica, invece, su livelli decrescenti in entrambi i casi (Figure 8.2 e 8.3).

Figura 8.2 - Importazioni di prodotti FER per UE(15), Stati Uniti e Giappone. Anno 1996=1



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Figura 8.3 - Esportazioni di prodotti FER per UE(15), Stati Uniti e Giappone. Anno 1996=1



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

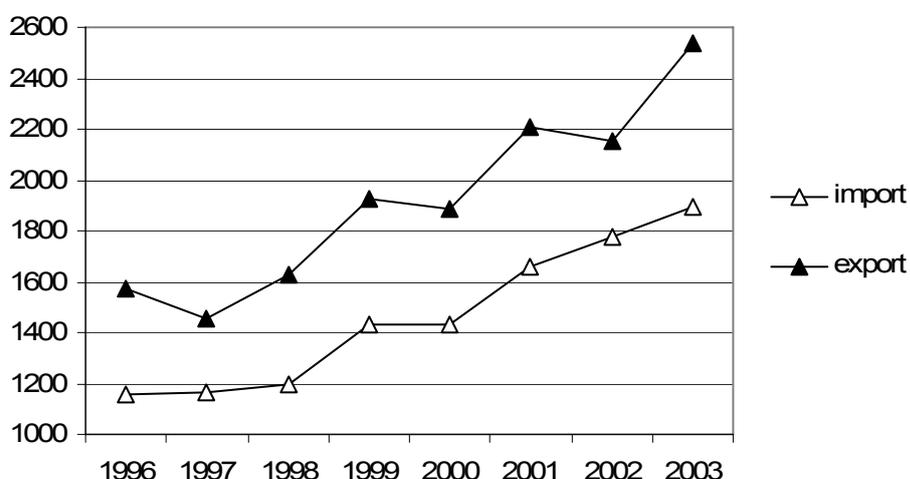
Occorre infine osservare come i valori assoluti di questi interscambi siano sostanzialmente modesti e corrispondano a quote marginali degli scambi totali.

Nel caso dell'UE(15) (Figura 8.4) le esportazioni rappresentano nel 2003 un valore intorno allo 0,01 % del totale e le importazioni un valore intorno allo 0,1% del totale. L'andamento positivo dell'export e quindi del saldo è inoltre da attribuire principalmente ai dati relativi al settore eolico.

Nel caso degli Stati Uniti (Figura 8.5) l'entità dell'interscambio risulta particolarmente debole, pari nel 2003 allo 0,004 % delle esportazioni e allo 0,07 % delle importazioni.

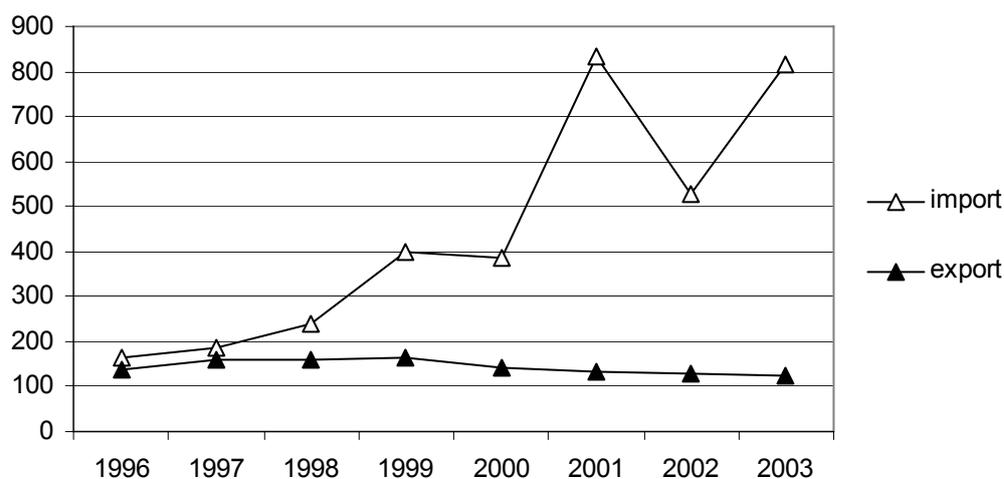
In particolare, la tendenza ad accrescere il deficit appare da attribuire essenzialmente, così come per il Giappone, alle importazioni di apparati eolici.

Figura 8.4 - Import ed export di prodotti FER per UE(15). Valori in milioni di dollari correnti



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Figura 8.5 - Import ed export di prodotti FER degli Stati Uniti. Valori in milioni di dollari correnti

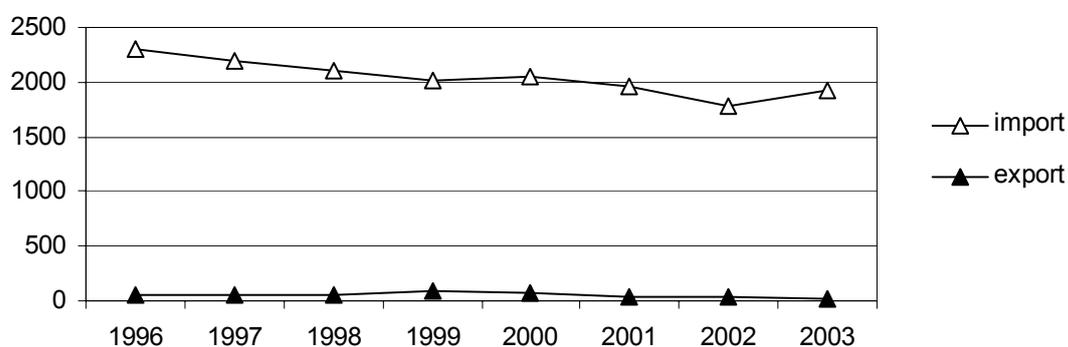


Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Per il Giappone (Figura 8.6), infine, le esportazioni rappresentano un valore intorno a 0,003% del totale e le importazioni un valore intorno allo 0,5% del totale. Come accennato non sono conteggiati i dati relativi alle celle e ai moduli fotovoltaici, che rappresentano per questo Paese una specializzazione produttiva molto forte, tale da coprire quasi il 60% del mercato internazionale.

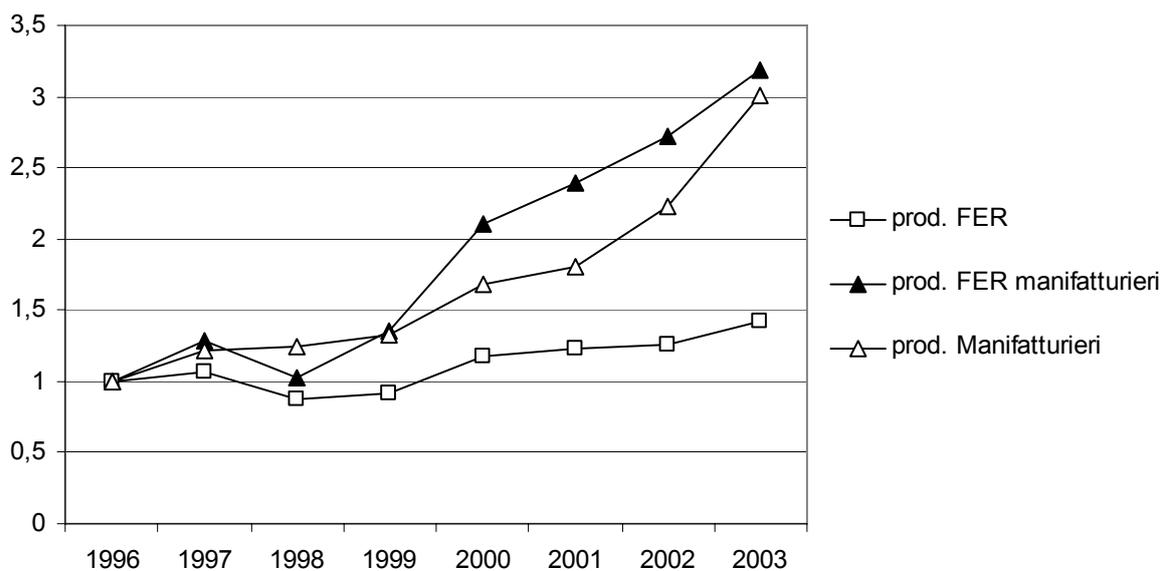
Particolarmente interessante risulta infine l'evoluzione dell'interscambio di prodotti FER in Cina (Figura 8.6). Lo sviluppo delle esportazioni in questa area è stato tale da generare significativi attivi commerciali, soprattutto nell'ambito del settore manifatturiero con incrementi, sul finire degli anni 90, superiori a quelli dell'aggregato nel suo complesso (Figura 8.7).

Figura 8.6 - Import ed export di prodotti FER del Giappone. Valori in milioni di dollari correnti



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Figura 8.7 - Esportazioni di prodotti FER, FER manifatturieri e manifatturieri della Cina. Anno 1996=1

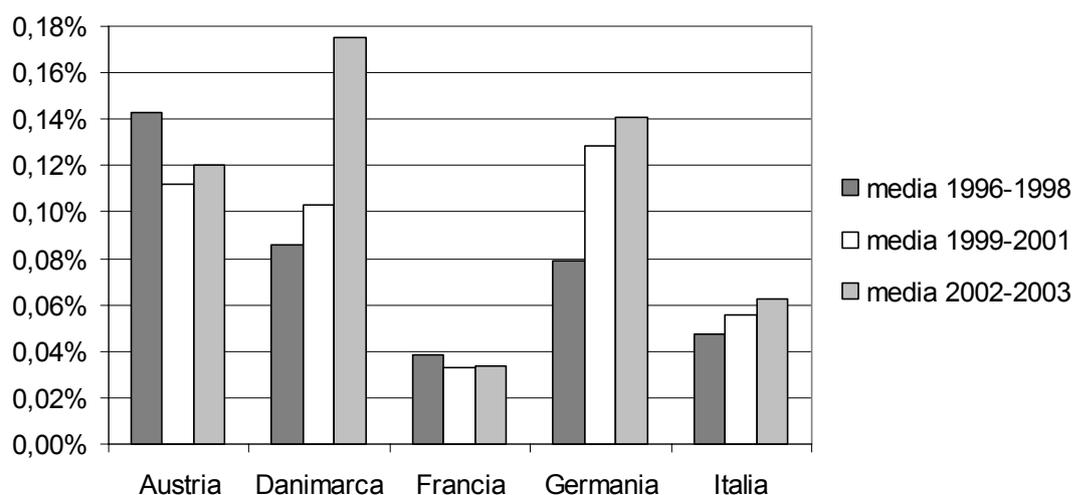


Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

8.3 La dinamica competitiva dell'UE(15)

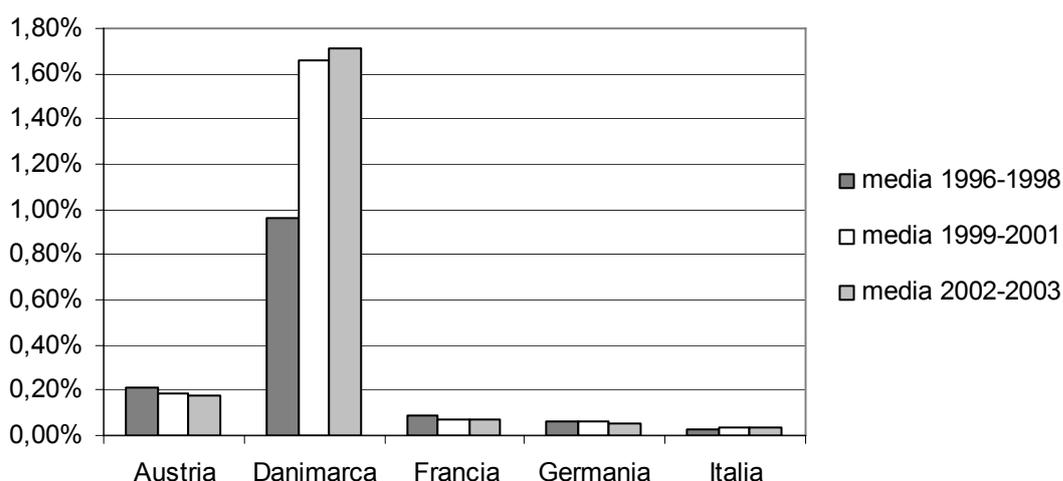
L'analisi delle esportazioni e delle importazioni dei prodotti FER identificati attraverso la classificazione HS 1996 mette in luce una sostanziale irrilevanza dei flussi commerciali sugli scambi dei principali Paesi europei presenti nella produzione di impianti e componenti relative alle FER. L'unica eccezione è rappresentata dalla Danimarca, che sul fronte dell'export presenta negli ultimi anni un'incidenza superiore all'1% del commercio totale.

Figura 8.8 - Importazioni di prodotti FER su totale importazioni prodotti (%). Anni 1996-2003



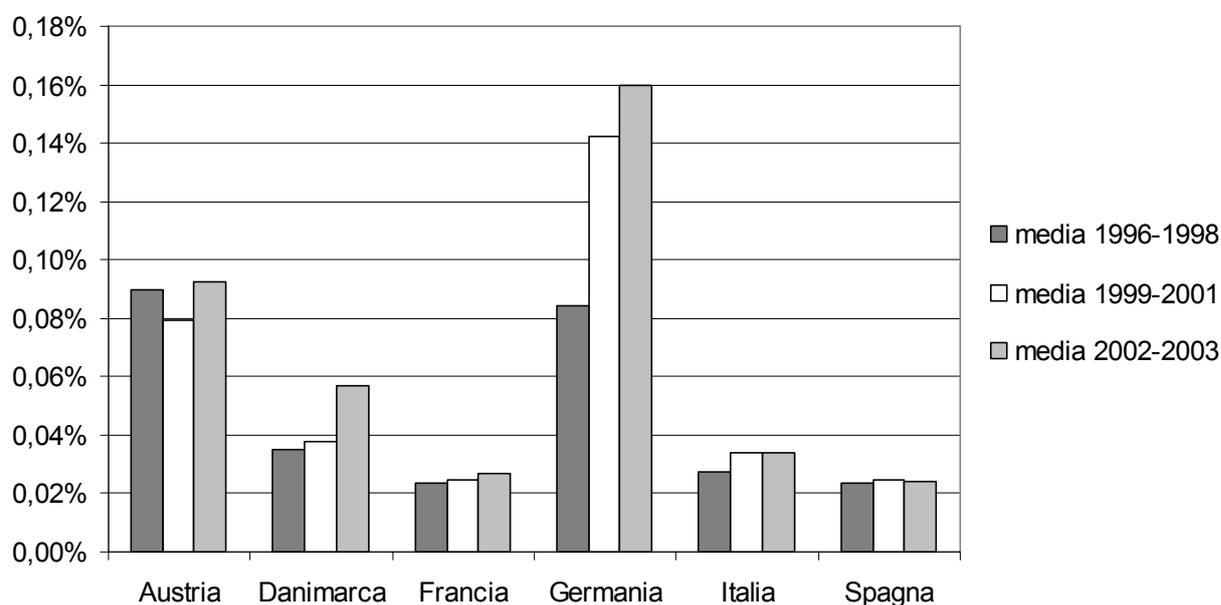
Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Figura 8.9 - Esportazioni di prodotti FER su totale esportazioni prodotti (%). Anni 1996-2003



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Figura 8.10 - Import di prodotti manifatturieri FER su totale import prodotti manifatturieri (%).
Anni 1996-2003



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

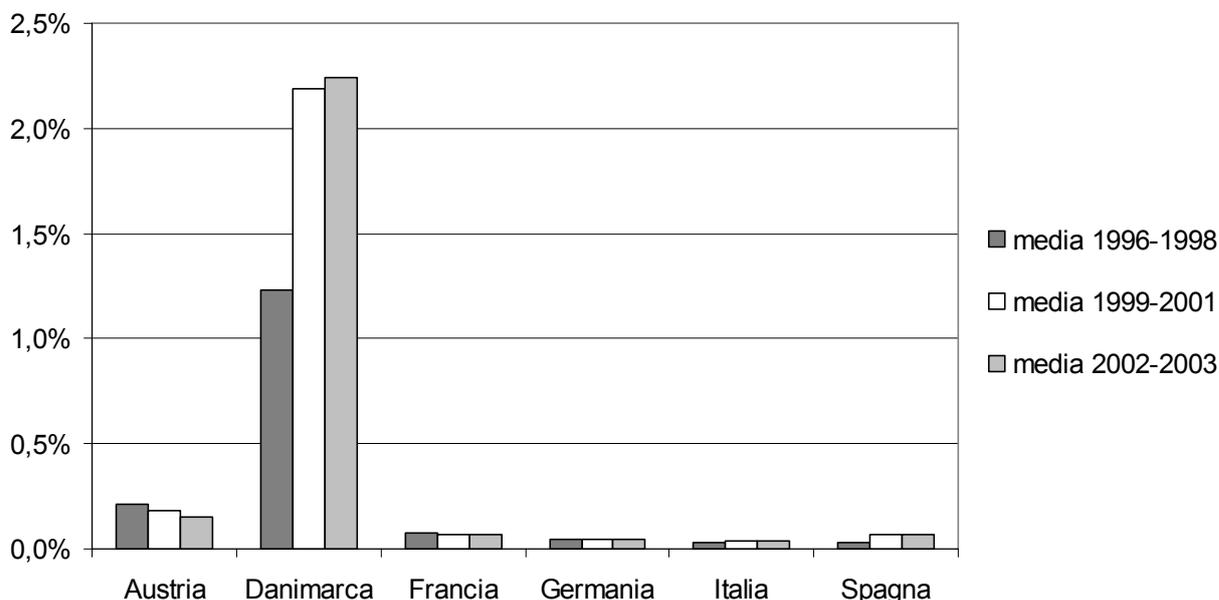
Non dissimile appare l'entità complessiva e l'andamento nel tempo degli scambi se calcolati sui soli prodotti manifatturieri.

Dalla Figura 8.10 si evidenzia una incidenza trascurabile delle *importazioni* di prodotti manifatturieri relativi alle fonti rinnovabili⁵ sul totale delle importazioni manifatturiere: risulta infatti irrilevante il valore percentuale di tale rapporto per tutti i Paesi presi in considerazione.

La situazione delle *esportazioni* appare, invece, leggermente diversa; per la sola Danimarca, infatti, si evidenzia un rapporto tra il totale delle esportazioni di prodotti manifatturieri relativi alle fonti rinnovabili sul totale delle esportazioni di prodotti manifatturieri pari a circa il 2%, a conferma dell'importanza del Paese come esportatore di prodotti, in particolare manifatturieri, per le fonti rinnovabili (Figura 8.11).

⁵ Si sono considerati in aggregato il valore delle importazioni dei prodotti manifatturieri: 7321 13 Apparecchi di cottura e scaldapiatti a combustibili solidi; 7321 83 Altri apparecchi a combustibili solidi; 8410 11 Turbine e ruote idrauliche di potenza inferiore o uguale a 1.000 kW; 8410 12 Turbine e ruote idrauliche di potenza superiore a 1.000 kW ma inferiore o uguale a 10.000 kW; 8410 13 Turbine e ruote idrauliche di potenza superiore a 10.000 kW; 8410 90 Parti di turbine e ruote idrauliche compresi i regolatori; 8419 19 Scaldacqua non elettrici, ad accumulazione o a riscaldamento immediato non a gas; 8502 31 Gruppi elettrogeni ad energia eolica; 8502 40 Convertitori rotanti elettrici.

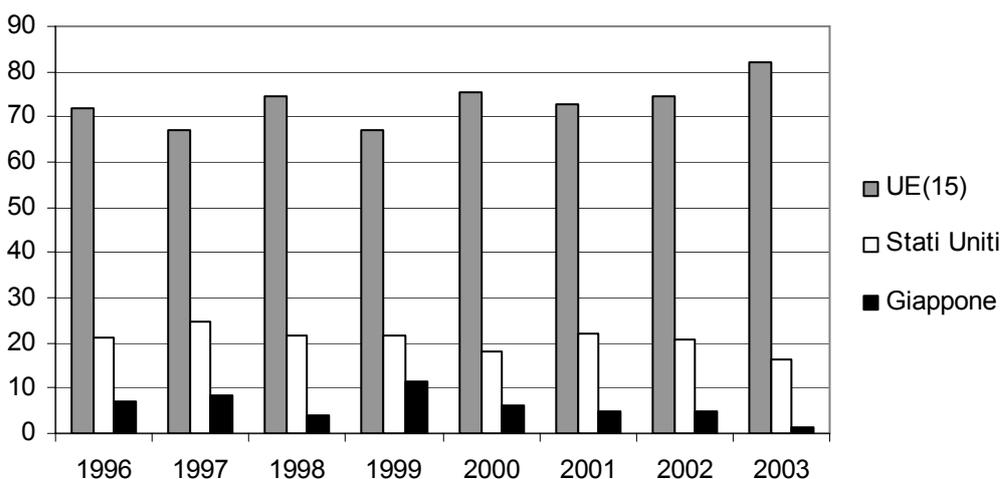
Figura 8.11 - Esportazioni di prodotti manifatturieri FER sul totale delle esportazioni di prodotti manifatturieri (%). Anni 1996-2003



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Tuttavia, confrontando l'andamento delle esportazioni dei prodotti manifatturieri relativi alle FER, al netto delle componenti relative al settore eolico, per le tre grandi aree geografiche già considerate (UE(15), Stati Uniti e Giappone), continua ad essere prevalente, rispetto alla ripartizione dell'export manifatturiero totale, il ruolo dell'UE(15) come aggregato esportatore di prodotti manifatturieri per le FER (Figura 8.12).

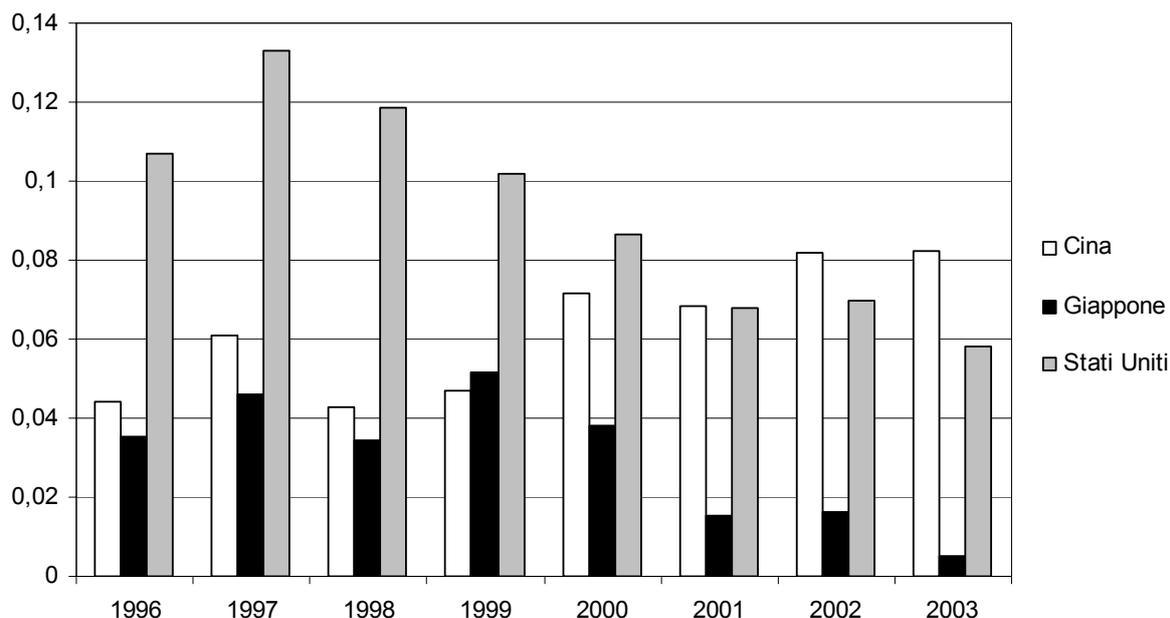
Figura 8.12 - Esportazioni di prodotti manifatturieri FER: ripartizione percentuale sul totale di UE(15), Stati Uniti e Giappone



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Occorre peraltro rilevare come negli ultimi anni, e in particolar modo dopo il 2000, sia stato sensibile l'incremento delle esportazioni dei prodotti manifatturieri relativi alle FER da parte della Cina, che ha sorpassato gli Stati Uniti nel confronto con l'UE(15), arrivando ad esportare in tale comparto più del 50% di tutto il suo export di prodotti per le FER, il doppio rispetto al 1996 (Figura 8.13).

Figura 8.13 - Rapporto con le esportazioni di prodotti FER manifatturieri dell'UE(15) (incluso eolico) di Cina, Giappone e Stati Uniti



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Del tutto trascurabili e caratterizzati da deficit commerciali crescenti risultano invece gli scambi di FER dell'UE(15) collegati a materie prime e biomasse⁶. All'interno di questa area, l'analisi degli indici di specializzazione⁷ consente di segnalare la sola posizione dell'Austria (oltre il 30% delle proprie esportazioni di prodotti relativi alle FER nella legna) che attenua il passivo commerciale. Assai meno significative sotto il profilo della specializzazione nell'interscambio di legna e assimilati risultano le posizioni di Francia e Germania, che tuttavia si contraddistinguono in ambito europeo per la presenza di un attivo commerciale. La Spagna infine presenta un suo percorso di saldi positivi, nonché di specializzazione in particolare nella voce carbone.

⁶ Sono state evidenziate le voci: 4401 Fuel wood; wood in chips or particles; sawdust & wood waste & scrap, 4402 Wood charcoal (including shell or nut charcoal).

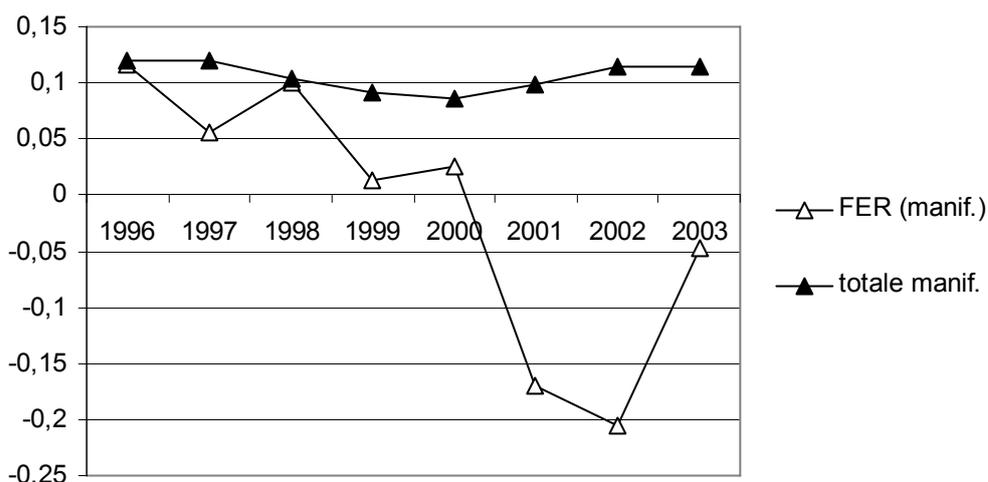
⁷ L'indice di specializzazione all'export (o quota di mercato normalizzata), con riferimento ad un generico Paese dichiarante e per un generico prodotto (o gruppi di prodotti) è espresso come rapporto tra la quota di mercato all'esportazione relativa allo specifico prodotto (o gruppo di prodotti) esaminata e quella relativa al totale delle esportazioni, normalizzato successivamente tra -1 e 1. Nella presente analisi il calcolo degli indicatori di specializzazione è stato effettuato con riferimento al totale delle esportazioni dell'UE(15).

Nell'ambito delle FER manifatturiere la posizione dell'UE(15) si contraddistingue, invece, per un attivo commerciale superiore in senso relativo (saldi normalizzati⁸) a quello del manifatturiero nel suo complesso, ma progressivamente decrescente.

Alle *performance* dell'Unione contribuiscono pochi Paesi per lo più caratterizzati da situazioni di despecializzazione commerciale anche in tendenza, eccezion fatta per Danimarca che, con il solo eolico, rappresenta dopo il 2000 più del 50% delle esportazioni totali di prodotti FER manifatturieri europei determinando così l'entità e il *trend* positivo dell'attivo commerciale complessivo.

Confrontando l'andamento del saldo normalizzato⁹ manifatturiero per i prodotti FER nel caso dell'UE(12) e dell'UE(15) si segnala infatti una sostanziale differenza nell'entità e nell'andamento del saldo proprio in funzione della Danimarca; il saldo normalizzato per il periodo 2000-2003 nell'UE(12) ha raggiunto infatti valori negativi (circa -0,2 nel 2002, con un saldo commerciale negativo pari a -358,92 milioni di dollari correnti).

Figura 8.14 - Saldi commerciali normalizzati UE(12)

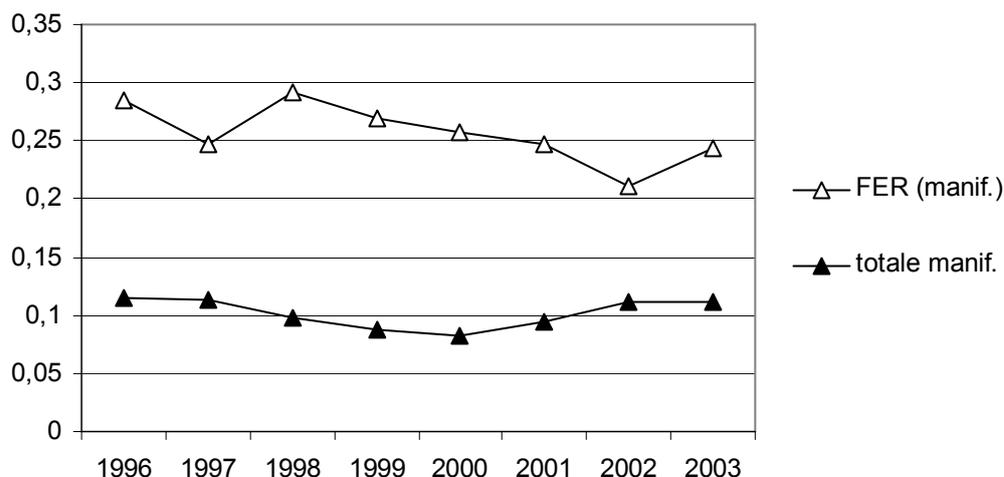


Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

⁸ Con riferimento ad un generico Paese dichiarante e ad un generico prodotto (o gruppo di prodotti) il saldo commerciale normalizzato è dato dal rapporto del saldo corrente (esportazioni-importazioni) ed interscambio totale (somma delle esportazioni e importazioni).

⁹ Per un generico aggregato commerciale si intende per saldo normalizzato il rapporto tra il valore del saldo commerciale e il valore degli scambi commerciali relativi all'aggregato stesso.

Figura 8.15 - Saldi commerciali normalizzati UE(15)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

All'interno dell'UE Germania e Francia occupano posizioni assai più marginali, ma articolate e distinte sul piano della specializzazione.

La Francia manifesta, infatti, una presenza diffusa nei gruppi delle turbine e nel gruppo degli scaldacqua non elettrici ad accumulazione o a riscaldamento immediato non a gas, che rappresentano la quasi totalità dei prodotti manifatturieri per le FER del Paese contribuendo al positivo saldo del comparto.

La Germania si distingue invece per una crescente debolezza competitiva, limitando le proprie positive *performance* ai gruppi delle turbine, che rappresentano tuttavia una esigua percentuale delle esportazioni nel comparto, e a un'unica posizione di nicchia nell'ambito dei convertitori rotanti elettrici.¹⁰

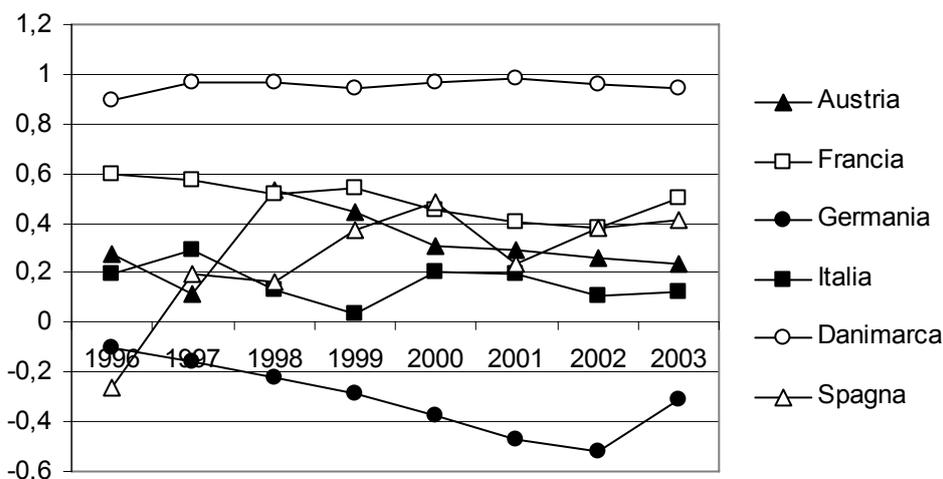
Un *trend* decrescente dei saldi normalizzati dei prodotti manifatturieri relativi alle FER si evidenzia chiaramente anche nel caso dell'Austria (Figura 8.16) che registra perdite più consistenti nella seconda metà degli anni 90, pur continuando a detenere valori positivi dei saldi grazie al contributo di un insieme variegato di prodotti, in particolare per gli apparecchi a combustibili solidi.¹¹

Tra i saldi complessivamente positivi si denotano infine Italia e Spagna, sebbene lungo tendenze contrapposte. Si riduce, infatti, l'attivo del comparto in Italia nel corso di tutto il periodo, mentre aumenta quello della Spagna che si segnala diffusamente in misura più o meno intensa nell'ambito del gruppo di componenti del solare termico e, nel periodo più recente, nell'eolico con una dinamica di crescita delle esportazioni particolarmente interessante.

¹⁰ Classificazione HS: 8502 40 - Convertitori rotanti elettrici.

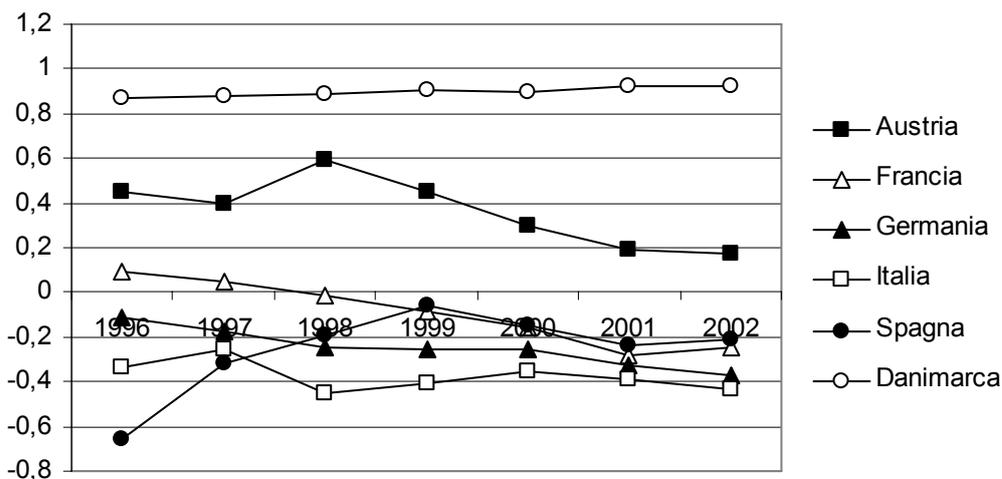
¹¹ Sono compresi anche prodotti relativi alle voci: 8410 90 Parti, compresi i regolatori; 8419 19 Scaldacqua non elettrici, ad accumulazione o a riscaldamento immediato non a gas.

Figura 8.16 - Saldi normalizzati dei prodotti manifatturieri per FER



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Figura 8.17 - Indici di specializzazione commerciale dei prodotti manifatturieri per FER



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

In effetti la dinamica della posizione competitiva della Spagna segnala con chiarezza l'emergere di un *trend* positivo dei vantaggi commerciali nell'ambito dei prodotti manifatturieri per FER che consente di parlare, se non di specializzazione vera e propria del Paese in questo comparto, di una forte riduzione della precedente despecializzazione e dell'acquisizione di posizioni di debole specializzazione, comunque superiori a quelle di Francia e Germania.

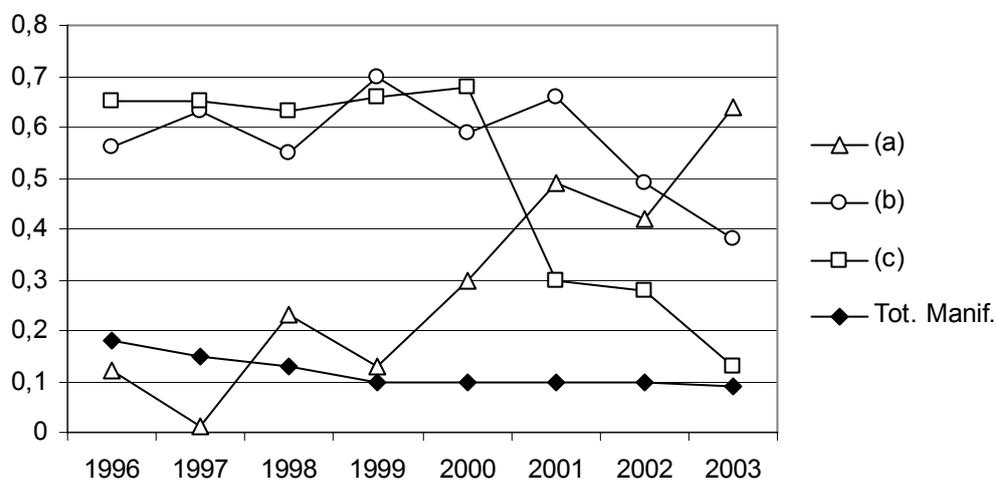
In definitiva, la presenza dell'UE(15) nell'ambito delle FER manifatturiere, relativamente più significativa rispetto agli altri maggiori Paesi industrializzati, si esprime essenzialmente attraverso piccole nicchie articolate su un numero esiguo di Paesi, ad eccezione della Danimarca, “monopolista” nell'eolico e della Spagna, limitatamente alla dinamica tendenziale.

8.4 La situazione italiana

Di notevole interesse è evidenziare per l'Italia una riduzione negli ultimi anni del saldo normalizzato manifatturiero globale, che dal 1996 al 2003 ha registrato un andamento sempre decrescente, passando da un valore di 0,18 nel 1996 ad un valore dimezzato pari allo 0,09 nel 2003. In riferimento a tale andamento si rileva, per il saldo normalizzato dei prodotti manifatturieri FER, una tendenziale diminuzione che rispecchia quella di tutto il manifatturiero nel suo complesso.

Per le voci dei singoli prodotti manifatturieri relativi alle FER, la dinamica dei saldi normalizzati è mutevole sia in funzione della diversa tipologia di prodotti che degli anni presi in considerazione. Si notano deboli specializzazioni di nicchia che tuttavia non modificano l'andamento decrescente della competitività dei prodotti manifatturieri per le fonti energetiche rinnovabili.

Figura 8.18 - Andamento dei saldi normalizzati alcuni prodotti FER e saldo normalizzato totale dei prodotti manifatturieri. Anni 1996-2003



Nota: (a) = apparecchi di cottura e scaldapiatti a combustibili solidi (cod. 7321 13)

(b) = parti, compresi i regolatori (cod. 8410 90)

(c) = scaldacqua non elettrici, ad accumulazione o a riscaldamento immediato non a gas (cod 8419 19)

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD-ITCS

Sono evidenziate in Figura 8.18 le voci dei prodotti manifatturieri relativi alle FER che presentano saldi normalizzati positivi ma decrescenti, con un'unica eccezione, la voce (a)¹², che mostra un andamento crescente dei saldi normalizzati, nonché un incremento del positivo indice di specializzazione in tutto il periodo considerato.

Considerata nel complesso, la posizione competitiva dell'Italia conferma certamente la marginalità dello sviluppo di prodotti per le FER in ambito europeo.

Diversamente dagli altri Paesi interessa tuttavia rilevare in questo caso l'emergere di una perdita competitiva coerente con quella di tutto il manifatturiero e caratterizzata dallo sviluppo di un export meno dinamico di quello riscontrato nell'ambito dei Paesi europei segnalati per l'esportazioni di FER manifatturiere.

8.5 Nota metodologica

L'analisi svolta fa riferimento, come accennato, alla classificazione del commercio internazionale *Harmonized System HS 1996*; si elencano di seguito i codici prodotti relativi alle FER presi in esame con le relative motivazioni.

Le tabelle riportate in Appendice a questo capitolo contengono i valori numerici estratti dal data base ITCS dell'OECD per voce selezionata e per Paese.

Le sezioni 4401 (*legna da ardere*) e 4402 (*carbone di legna compreso il carbone di gusci o di noci, anche agglomerato*) sono state selezionate per evidenziare il livello di dipendenza nella produzione di energia da biomasse¹³. La sezione 4401 fornisce anche altre voci di dettaglio:

- 4401 10 Legna da ardere in tondelli, ceppi, ramaglie, fascine o in forme simili
- 4401 21 Legno in piccole placche o in particelle di conifere
- 4401 22 Legno in piccole placche o in particelle diverso da quello di conifere
- 4401 30 Segatura, avanzi e cascami di legno, anche agglomerati in forma di ceppi, mattonelle, palline o in forme simili.

Nella sezione 7321 (*Stufe, caldaie a focolaio, cucine economiche (comprese quelle che possono essere utilizzate accessoriamente per il riscaldamento centrale), graticole, bracieri, fornelli a gas, scaldapiatti ed apparecchi non elettrici simili per uso domestico e loro parti, di ghisa, ferro o acciaio*) sono state selezionate le voci:

- 7321 13 Apparecchi di cottura e scaldapiatti a combustibili solidi;
- 7321 83 Altri apparecchi a combustibili solidi.

Si ritiene che i dati di tali prodotti possano riguardare essenzialmente la produzione di stufe e caldaie alimentate a biomasse e caldaie condominiali policombustibile.

Di particolare interesse risulta l'intera sezione 8410 (*Turbine idrauliche, ruote idrauliche e loro regolatori*) a sua volta suddivisa in voci a sei cifre:

- 8410 11 Turbine e ruote idrauliche (potenza inferiore o uguale a 1.000 kW)
- 8410 12 Turbine e ruote idrauliche (potenza compresa tra 1.000 e 10.000 kW)

¹² Classificazione HS: 7321 13 - Apparecchi di cottura e scaldapiatti a combustibili solidi.

¹³ Vale la pena segnalare che gran parte del consumo nazionale di tali prodotti è legato all'utilizzo di legna da ardere non commercializzata e quindi sfugge alle rilevazioni ufficiali.

- 8410 13 Turbine e ruote idrauliche di potenza superiore a 10.000 kW
- 8410 90 Parti, compresi i regolatori

Nella sezione 8419 (*Apparecchi e dispositivi, anche riscaldati elettricamente (esclusi i forni e gli apparecchi della voce 8514), per il trattamento di materie con operazioni che implicano un cambiamento di temperatura, come il riscaldamento, la cottura, la torrefazione, la distillazione, la rettificazione, la sterilizzazione, la pastorizzazione, la stufatura, l'essiccazione, l'evaporazione, la vaporizzazione, la condensazione o il raffreddamento, diversi dagli apparecchi domestici; scaldacqua non elettrici, a riscaldamento immediato o ad accumulazione*) è stata selezionata la voce che dovrebbe includere principalmente gli scaldacqua che utilizzano energia solare termica:

- 8419 19 Scaldacqua non elettrici, ad accumulazione o riscaldamento immediato non a gas.

Dalla sezione 8502 (*Gruppi elettrogeni e convertitori rotanti elettrici*) vengono selezionati:

- 8502 31 Gruppi elettrogeni ad energia eolica
- 8502 40 Convertitori rotanti elettrici.

Appendice al Capitolo 8

Tavola 1 - Legna da ardere (4401)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-29815	-17650	-10943	-11412	-1230	-4465	-2741	19863
Danimarca	-8422	-13979	-7019	-27912	-16009	-21725	-48907	-65370
Francia	2622	908	2054	9842	23713	21129	23308	30202
Germania	71971	56984	70026	61056	32052	32723	39671	32313
Italia	-38538	-41150	-47304	-51437	-55551	-54331	-65488	-109783
Spagna	-936	-6429	-5768	-4683	-5322	-1915	2837	-11757
UE15	-59895	-93671	-82421	-108881	-129453	-139743	-174300	-109331
Usa	468250	420336	416087	397875	339530	215234	124083	52269
Giappone	-2224887	-2103157	-2017646	-1904114	-1914947	-1757813	-1671528	-1716260
Cina	160493	154632	118605	104331	116735	101857	84218	63220

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-0,399	-0,328	-0,218	-0,195	-0,025	-0,084	-0,043	0,193
Danimarca	-0,392	-0,409	-0,181	-0,495	-0,705	-0,766	-0,919	-0,849
Francia	0,024	0,009	0,020	0,096	0,303	0,299	0,297	0,301
Germania	0,608	0,534	0,554	0,504	0,334	0,347	0,388	0,321
Italia	-0,941	-0,938	-0,968	-0,963	-0,953	-0,974	-0,964	-0,978
Spagna	-0,108	-0,407	-0,363	-0,371	-0,379	-0,152	0,253	-0,350
UE15	-0,099	-0,163	-0,134	-0,167	-0,226	-0,235	-0,243	-0,152
Usa	0,689	0,671	0,718	0,734	0,669	0,531	0,407	0,171
Giappone	-1,000	-1,000	-1,000	-0,999	-1,000	-1,000	-0,999	-0,999
Cina	0,943	0,964	0,906	0,847	0,920	0,912	0,848	0,484

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	15,75%	10,68%	8,77%	9,33%	7,23%	7,90%	7,50%	10,05%
Danimarca	4,50%	7,20%	6,58%	11,23%	5,59%	6,88%	11,55%	17,22%
Francia	15,83%	14,65%	14,44%	12,31%	7,89%	6,80%	6,23%	8,47%
Germania	6,98%	7,45%	8,10%	8,02%	9,24%	8,47%	7,07%	8,28%
Italia	11,97%	12,71%	13,80%	13,97%	16,43%	15,13%	15,10%	26,85%
Spagna	1,44%	3,32%	3,11%	2,31%	2,79%	1,99%	0,95%	5,49%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	8,26%	7,51%	7,38%	8,78%	10,90%	10,87%	11,35%	20,19%
Danimarca	2,40%	4,20%	5,98%	5,30%	1,54%	1,49%	0,80%	1,91%
Francia	20,27%	20,72%	19,69%	20,87%	23,36%	20,55%	18,98%	21,45%
Germania	34,96%	34,01%	36,93%	33,94%	29,32%	28,46%	26,46%	21,88%
Italia	0,44%	0,57%	0,30%	0,37%	0,62%	0,32%	0,46%	0,40%
Spagna	1,41%	1,95%	1,90%	1,48%	1,99%	2,39%	2,62%	3,59%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	0,50	0,45	0,43	0,49	0,57	0,55	0,55
Danimarca	-0,01	0,28	0,45	0,39	-0,20	-0,21	-0,50
Francia	0,17	0,18	0,15	0,17	0,23	0,18	0,16
Germania	0,17	0,17	0,19	0,15	0,09	0,06	0,01
Italia	-0,93	-0,91	-0,95	-0,93	-0,89	-0,94	-0,92
Spagna	-0,55	-0,44	-0,46	-0,55	-0,43	-0,37	-0,33

Tavola 2 - Carbone di legna compreso il carbone di gusci o di noci (4402)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-4048	-3057	-3072	-2615	-2725	-2532	-2686	-3009
Danimarca	-3475	-4708	-3837	-3672	-4187	-3441	-5417	-9411
Francia	385	-228	-3326	-3211	-4112	-5081	-4459	30202
Germania	-33764	-32099	-34028	-32893	-31664	-30315	-34259	-41712
Italia	-11375	-11192	-10681	-10125	-10970	-9491	-9754	-12548
Spagna	1821	3120	2761	1813	2153	771	76	5063
UE15	-92448	-88793	-88670	-87541	-88262	-86303	-99305	-97908
Usa	3208	349	698	-311	-1690	-4865	-5299	-12502
Giappone	-47672	-56725	-52723	-61118	-72551	-74694	-74149	-82159
Cina	18149	26634	25516	29730	41017	51979	54908	61444

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-0,972	-0,948	-0,968	-0,971	-0,983	-0,974	-0,985	-0,600
Danimarca	-0,493	-0,914	-0,952	-0,984	-0,977	-0,827	-0,949	-0,944
Francia	0,026	-0,015	-0,184	-0,199	-0,295	-0,323	-0,291	-0,520
Germania	-0,871	-0,865	-0,885	-0,820	-0,876	-0,876	-0,893	-0,911
Italia	-0,951	-0,960	-0,952	-0,963	-0,932	-0,957	-0,940	-0,955
Spagna	0,278	0,438	0,298	0,169	0,213	0,070	0,006	0,256
UE15	-0,643	-0,659	-0,675	-0,650	-0,686	-0,667	-0,671	-0,463
Usa	0,249	0,028	0,054	-0,026	0,160	-0,441	-0,403	-0,537
Giappone	-0,978	-0,983	-0,977	-0,977	-0,975	-0,973	-0,947	-0,940
Cina	0,986	0,973	0,950	0,962	0,930	0,905	0,955	0,937

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	3,47%	2,81%	2,84%	2,40%	2,55%	2,40%	2,20%	2,59%
Danimarca	4,46%	4,41%	3,58%	3,35%	3,93%	3,55%	4,53%	6,26%
Francia	6,18%	6,73%	9,74%	8,74%	8,36%	9,72%	8,05%	12,59%
Germania	30,70%	30,98%	32,94%	32,98%	31,44%	30,35%	29,55%	28,30%
Italia	9,88%	10,23%	9,95%	9,33%	10,54%	9,07%	8,19%	8,31%
Spagna	2,00%	1,79%	2,95%	4,04%	3,69%	4,80%	5,00%	4,75%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,22%	0,37%	0,24%	0,17%	0,11%	0,16%	0,09%	1,76%
Danimarca	6,96%	0,96%	0,46%	0,13%	0,24%	1,67%	0,60%	0,49%
Francia	29,89%	31,82%	34,60%	27,35%	24,26%	24,75%	22,33%	10,85%
Germania	9,74%	10,96%	10,38%	15,24%	11,09%	10,03%	8,45%	3,61%
Italia	1,15%	1,01%	1,27%	0,82%	1,97%	1,00%	1,29%	0,52%
Spagna	16,28%	22,35%	28,09%	26,60%	30,31%	27,47%	25,58%	21,87%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	-0,85	-0,77	-0,85	-0,90	-0,93	-0,90	-0,95
Danimarca	0,48	-0,42	-0,66	-0,89	-0,81	-0,15	-0,60
Francia	0,35	0,38	0,40	0,29	0,25	0,27	0,23
Germania	-0,44	-0,38	-0,41	-0,24	-0,38	-0,43	-0,51
Italia	-0,82	-0,84	-0,80	-0,86	-0,69	-0,83	-0,78
Spagna	0,54	0,63	0,69	0,68	0,71	0,69	0,66

Tavola 3 - Apparecchi di cottura e scaldapiatti a combustibili solidi (732113)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-399	-2298	-1711	-1336	-270	3378	3942	5597
Danimarca	-557	-1623	-2508	-2021	-3813	-5543	-9825	-12505
Francia	-3884	-4231	-1273	-9549	-12018	-10000	-12557	-10592
Germania	-23637	-24775	-21097	-21125	-25578	-20677	-17822	-31060
Italia	736	49	1434	859	2508	5802	3888	8052
Spagna	-193	-840	-744	-331	-1067	-605	1998	938
UE15	-57033	-61186	-62710	-63145	-84338	-67986	-72637	-80408
Usa	11213	14978	-752	-19629	-34464	-54983	-62050	-87437
Giappone	-11912	-7741	-6086	-7878	-8530	-11265	-8627	-8628
Cina	25103	31411	35261	45593	73105	75228	94048	128087

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-0,049	-0,489	-0,259	-0,198	-0,034	0,355	0,357	0,388
Danimarca	-0,238	-0,688	-0,893	-0,779	-0,838	-0,881	-0,869	-0,831
Francia	-0,262	-0,344	-0,103	-0,522	-0,584	-0,544	-0,599	-0,476
Germania	-0,724	-0,679	-0,562	-0,576	-0,612	-0,526	-0,602	-0,655
Italia	0,118	0,011	0,233	0,134	0,299	0,492	0,424	0,637
Spagna	-0,056	-0,258	-0,217	-0,122	-0,495	-0,087	0,208	0,067
UE15	-0,459	-0,516	-0,520	-0,515	-0,580	-0,454	-0,485	-0,432
Usa	0,281	0,263	-0,013	-0,288	-0,374	-0,531	-0,550	-0,615
Giappone	-0,959	-0,969	-0,976	-0,983	-0,984	-0,993	-0,992	-0,984
Cina	0,991	0,996	0,997	0,998	0,999	0,997	0,999	0,999

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	4,68%	3,90%	4,54%	4,36%	3,60%	2,82%	3,21%	3,31%
Danimarca	1,59%	2,22%	2,90%	2,49%	3,65%	5,45%	9,56%	10,34%
Francia	10,31%	9,21%	7,47%	15,03%	14,24%	13,08%	15,17%	12,33%
Germania	31,04%	34,10%	31,99%	31,20%	29,42%	27,66%	21,45%	29,44%
Italia	3,05%	2,57%	2,57%	3,00%	2,57%	2,76%	2,39%	1,72%
Spagna	2,01%	2,28%	2,28%	1,64%	1,41%	3,49%	3,45%	4,92%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	11,41%	4,15%	8,39%	8,94%	12,52%	15,55%	19,00%	18,95%
Danimarca	2,64%	1,27%	0,51%	0,95%	1,20%	0,90%	1,87%	2,40%
Francia	16,23%	13,95%	19,11%	14,47%	13,92%	10,11%	10,67%	11,04%
Germania	13,41%	20,27%	28,15%	25,73%	26,29%	22,51%	14,91%	15,45%
Italia	10,40%	8,15%	13,00%	12,05%	17,72%	21,23%	16,54%	19,58%
Spagna	4,83%	4,18%	4,60%	3,93%	1,77%	7,68%	14,72%	14,18%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	0,61	0,19	0,48	0,49	0,61	0,67	0,71
Danimarca	0,04	-0,29	-0,63	-0,42	-0,31	-0,43	-0,12
Francia	0,06	-0,01	0,13	-0,01	-0,02	-0,17	-0,13
Germania	-0,30	-0,09	0,06	0,02	0,03	-0,06	-0,27
Italia	-0,07	-0,17	0,07	0,06	0,25	0,33	0,22
Spagna	0,00	-0,09	-0,05	-0,13	-0,48	0,20	0,47

Tavola 4 - Altri apparecchi a combustibili solidi (732183)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-399	-2298	-1711	-1336	-270	3378	3942	5597
Danimarca	-557	-1623	-2508	-2021	-3813	-5543	-9825	-12505
Francia	-3884	-4231	-1273	-9549	-12018	-10000	-12557	-10592
Germania	-23637	-24775	-21097	-21125	-25578	-20677	-17822	-31060
Italia	736	49	1434	859	2508	5802	3888	8052
Spagna	-193	-840	-744	-331	-1067	-605	1998	938
UE15	-57033	-61186	-62710	-63145	-84338	-67986	-72637	-80408
Usa	11213	14978	-752	-19629	-34464	-54983	-62050	-87437
Giappone	-11912	-7741	-6086	-7878	-8530	-11265	-8627	-8628
Cina	8312	10454	10353	9851	12383	15184	21349	33568

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-0,049	-0,489	-0,259	-0,198	-0,034	0,355	0,357	0,388
Danimarca	-0,238	-0,688	-0,893	-0,779	-0,838	-0,881	-0,869	-0,831
Francia	-0,262	-0,344	-0,103	-0,522	-0,584	-0,544	-0,599	-0,476
Germania	-0,724	-0,679	-0,562	-0,576	-0,612	-0,526	-0,602	-0,655
Italia	0,118	0,011	0,233	0,134	0,299	0,492	0,424	0,637
Spagna	-0,056	-0,258	-0,217	-0,122	-0,495	-0,087	0,208	0,067
UE15	-0,459	-0,516	-0,520	-0,515	-0,580	-0,454	-0,485	-0,432
Usa	0,281	0,263	-0,013	-0,288	-0,374	-0,531	-0,550	-0,615
Giappone	-0,959	-0,969	-0,976	-0,983	-0,984	-0,993	-0,992	-0,984
Cina	0,961	0,967	0,987	0,997	0,996	0,992	0,994	0,996

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	4,68%	3,90%	4,54%	4,36%	3,60%	2,82%	3,21%	3,31%
Danimarca	1,59%	2,22%	2,90%	2,49%	3,65%	5,45%	9,56%	10,34%
Francia	10,31%	9,21%	7,47%	15,03%	14,24%	13,08%	15,17%	12,33%
Germania	31,04%	34,10%	31,99%	31,20%	29,42%	27,66%	21,45%	29,44%
Italia	3,05%	2,57%	2,57%	3,00%	2,57%	2,76%	2,39%	1,72%
Spagna	2,01%	2,28%	2,28%	1,64%	1,41%	3,49%	3,45%	4,92%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	11,41%	4,15%	8,39%	8,94%	12,52%	15,55%	19,00%	18,95%
Danimarca	2,64%	1,27%	0,51%	0,95%	1,20%	0,90%	1,87%	2,40%
Francia	16,23%	13,95%	19,11%	14,47%	13,92%	10,11%	10,67%	11,04%
Germania	13,41%	20,27%	28,15%	25,73%	26,29%	22,51%	14,91%	15,45%
Italia	10,40%	8,15%	13,00%	12,05%	17,72%	21,23%	16,54%	19,58%
Spagna	4,83%	4,18%	4,60%	3,93%	1,77%	7,68%	14,72%	14,18%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	0,56	0,59	0,54	0,51	0,56	0,55	0,47
Danimarca	0,83	0,83	0,82	0,81	0,82	0,83	0,78
Francia	0,26	0,27	0,26	0,29	0,29	0,25	0,33
Germania	-0,47	-0,42	-0,39	-0,38	-0,37	-0,33	-0,27
Italia	-0,32	-0,38	-0,38	-0,29	-0,25	-0,23	-0,32
Spagna	-0,26	-0,26	-0,20	-0,19	-0,40	-0,29	-0,31

Tavola 5 - Turbine e ruote idrauliche (potenza non superiore a 1.000 kW) (841011)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	5279	1724	4269	2033	2149	2373	739	1553
Danimarca	-83	0	0	-8	0	0	0	0
Francia	1702	1474	2500	2345	1382	1356	1625	2122
Germania	32	2003	-187	1210	1142	1466	1217	791
Italia	-1465	778	-122	180	-1986	1063	-957	-2379
Spagna	-456	-484	-430	12	1320	-694	-2199	-292
UE15	4838	6770	7970	9020	2124	4041	-21	5390
Usa	1026	-15669	-27879	-41514	-74807	-65280	-68690	-92621
Giappone	1924	910	1572	125	-132	240	-188	-294
Cina	-352	-641	-413	-1740	-51	-97	-449	235

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,959	0,642	0,939	0,711	0,917	0,844	0,650	0,949
Danimarca	-0,817	0,000	0,000	-0,152	0,000	0,000	0,000	0,000
Francia	0,568	0,603	0,693	0,682	0,646	0,530	0,763	0,687
Germania	0,013	0,478	-0,044	0,391	0,156	0,340	0,247	0,230
Italia	-0,354	0,418	-0,040	0,054	-0,560	0,167	-0,290	-0,524
Spagna	-0,740	-0,854	-0,281	0,008	0,625	-0,433	-0,757	-0,141
UE15	0,253	0,467	0,363	0,456	0,098	0,191	-0,001	0,266
Usa	0,292	0,975	0,548	0,195	0,249	0,246	0,358	-0,103
Giappone	0,819	0,699	0,825	0,686	-0,685	0,311	-0,409	-0,616
Cina	-0,928	-0,861	-0,765	-0,629	-0,091	-0,115	-0,619	0,206

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	1,57%	12,49%	1,98%	7,69%	0,99%	2,56%	2,15%	0,56%
Danimarca	1,30%	0,00%	0,00%	0,59%	0,00%	1,23%	0,00%	0,01%
Francia	9,05%	12,57%	7,94%	10,18%	3,89%	7,02%	2,73%	6,49%
Germania	16,58%	28,31%	31,87%	17,49%	31,87%	16,61%	20,06%	17,77%
Italia	39,17%	14,04%	22,73%	29,48%	28,42%	30,99%	23,02%	46,54%
Spagna	7,50%	13,62%	14,04%	13,87%	4,06%	13,38%	27,60%	15,91%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	44,97%	20,76%	29,46%	16,99%	18,94%	20,55%	10,17%	12,43%
Danimarca	0,08%	0,05%	0,79%	0,16%	0,20%	0,00%	0,14%	0,00%
Francia	19,60%	18,43%	20,42%	20,08%	14,85%	15,52%	20,35%	20,31%
Germania	10,15%	29,12%	13,64%	14,94%	35,79%	22,90%	33,29%	16,47%
Italia	11,14%	12,42%	9,81%	12,26%	6,57%	29,48%	12,70%	8,43%
Spagna	0,67%	0,39%	3,68%	5,26%	14,47%	3,59%	3,82%	6,95%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	0,88	0,76	0,82	0,70	0,73	0,74	0,51
Danimarca	-0,94	-0,96	-0,48	-0,87	-0,84	-1,00	-0,89
Francia	0,15	0,13	0,16	0,15	0,01	0,04	0,19
Germania	-0,42	0,09	-0,29	-0,25	0,19	-0,05	0,13
Italia	-0,04	0,04	-0,07	0,06	-0,24	0,46	0,09
Spagna	-0,76	-0,86	-0,16	0,02	0,48	-0,18	-0,16

Tavola 6 - Turbine e ruote idrauliche (potenza tra 1.000 e 10.000 kW) (841012)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0	754	2147	4623	2426	239	-1017	0
Danimarca	-95	0	0	0	0	0	0	-4
Francia	11331	6129	10232	3605	2573	3745	-14	2694
Germania	1946	2034	0	2204	4884	1683	6194	3745
Italia	-1189	-197	-88	506	849	-46	-457	7409
Spagna	1317	454	0	467	535	166	3044	0
UE15	12281	12194	18619	9743	11442	2680	7579	18191
Usa	4753	826	1249	1010	2817	1087	1491	23
Giappone	0	-287	568	121	0	0	4307	-944
Cina	217		1296	-93	2214	1419	103	

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,000	0,822	0,946	0,997	0,991	0,194	-0,625	0,000
Danimarca	-0,861	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,345
Francia	0,982	0,951	0,806	0,777	0,970	0,871	-0,006	0,830
Germania	0,999	0,990	0,000	0,971	0,816	0,619	0,976	0,971
Italia	-0,222	-0,091	-0,198	0,893	0,416	-0,086	-0,103	0,845
Spagna	0,906	0,552	0,000	0,246	0,979	0,778	0,997	0,000
UE15	0,520	0,638	0,831	0,536	0,746	0,219	0,418	0,868
Usa	0,888	0,243	0,382	0,630	0,994	0,843	0,733	0,015
Giappone	0,000	-0,524	0,531	0,642	0,000	0,000	0,890	-0,463
Cina	0,087		0,865	-0,047	0,997	0,993	0,991	

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,00%	2,37%	3,22%	0,15%	0,59%	10,44%	25,04%	0,00%
Danimarca	1,81%	0,22%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,58%
Francia	1,84%	4,58%	65,02%	12,24%	2,03%	5,84%	23,34%	19,93%
Germania	0,02%	0,30%	0,00%	0,79%	28,21%	10,88%	1,47%	4,09%
Italia	57,69%	34,24%	14,12%	0,72%	30,58%	6,15%	46,41%	49,21%
Spagna	1,21%	5,34%	0,00%	16,97%	0,30%	0,49%	0,08%	0,00%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	2,31%	5,34%	10,76%	33,15%	18,21%	9,90%	2,37%	3,52%
Danimarca	0,04%	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%
Francia	63,72%	40,18%	55,88%	29,51%	19,51%	54,02%	9,47%	15,17%
Germania	10,85%	13,06%	11,38%	16,02%	40,58%	29,57%	48,79%	19,42%
Italia	11,59%	6,30%	0,87%	3,84%	10,79%	3,31%	15,49%	41,33%
Spagna	7,72%	4,08%	10,75%	8,48%	4,04%	2,54%	23,71%	13,63%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	-0,09	0,31	0,57	0,83	0,72	0,52	-0,16
Danimarca	-0,97	-1,00	-1,00	-0,96	-1,00	-1,00	-1,00
Francia	0,63	0,47	0,58	0,33	0,14	0,58	-0,19
Germania	-0,39	-0,30	-0,37	-0,22	0,25	0,08	0,31
Italia	-0,02	-0,29	-0,86	-0,48	0,00	-0,53	0,19
Spagna	0,23	-0,11	0,36	0,25	-0,11	-0,34	0,64

Tavola 7 - Turbine e ruote idrauliche di potenza superiore a 10.000 kW (841013)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0	1591	1397	0	2517	3170	1507	0
Danimarca	0	0	0	-14	0	0	0	0
Francia	4301	4304	4626	8364	6978	2243	268	15192
Germania	3060	-53	10577	0	5243	6558	5516	3796
Italia	2472	1112	1837	321	3019	-30	265	2996
Spagna	0	0	-253	-56	0	7516	5755	413
UE15	9474	3864	19826	33515	18175	19436	12178	27082
Usa	-1026	815	3395	-72	-1308	-11	688	671
Giappone	0	0	0	38950	0	21609	0	0
Cina	-4185		-4034	-26447	-39814	-31335	-48182	

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,000	0,992	0,979	0,000	0,999	0,999	0,999	0,000
Danimarca	0,000	0,000	0,000	-0,487	0,000	0,000	0,000	0,000
Francia	0,979	0,936	0,759	0,983	0,987	0,746	0,274	0,947
Germania	0,797	-0,269	0,965	0,000	0,984	0,964	0,827	0,828
Italia	0,216	0,196	0,383	0,228	0,728	-0,007	0,117	0,678
Spagna	0,000	0,000	-0,653	-0,193	0,000	0,941	0,980	0,977
UE15	0,429	0,241	0,766	0,952	0,739	0,761	0,652	0,883
Usa	-0,176	0,228	0,665	-0,020	-0,514	-0,003	0,768	0,282
Giappone	0,000	0,000	0,000	0,919	0,000	0,990	0,000	0,000
Cina	-0,097	0,000	-0,439	-0,899	-0,985	-0,987	-0,701	

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,00%	0,11%	0,50%	0,05%	0,03%	0,04%	0,01%	0,00%
Danimarca	0,00%	0,00%	0,01%	2,47%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Francia	0,75%	2,44%	24,23%	8,27%	1,45%	12,46%	10,92%	23,51%
Germania	6,18%	2,06%	6,38%	0,00%	1,30%	4,01%	17,72%	22,01%
Italia	71,10%	37,45%	48,86%	64,10%	17,55%	68,43%	30,64%	39,67%
Spagna	0,00%	0,00%	10,54%	20,43%	0,00%	7,70%	1,78%	0,27%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	2,31%	5,34%	10,76%	33,15%	18,21%	9,90%	2,37%	3,52%
Danimarca	0,04%	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%
Francia	63,72%	40,18%	55,88%	29,51%	19,51%	54,02%	9,47%	15,17%
Germania	10,85%	13,06%	11,38%	16,02%	40,58%	29,57%	48,79%	19,42%
Italia	11,59%	6,30%	0,87%	3,84%	10,79%	3,31%	15,49%	41,33%
Spagna	7,72%	4,08%	10,75%	8,48%	4,04%	2,54%	23,71%	13,63%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	-1	0,70	0,36	-1	0,59	0,64	0,50
Danimarca	-0,98	-1	-1	-0,98	-1	-0,89	-1
Francia	0,31	0,51	0,23	0,24	0,39	-0,10	-0,55
Germania	-0,06	-0,94	0,31	0,46	0,00	0,08	0,21
Italia	0,57	0,50	0,13	-0,62	0,22	-0,08	-0,13
Spagna	-0,18	-0,94	-0,89	-0,87	-0,98	0,74	0,76

Tavola 8 - Parti di turbine e ruote idrauliche, compresi i regolatori (841090)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	21326	9677	81817	58844	25575	9974	20603	32803
Danimarca	1639	1427	1830	2837	1885	1211	862	1052
Francia	37424	37286	34457	41665	23572	9820	18027	44030
Germania	101810	37216	14597	22440	19832	4633	13263	42639
Italia	14460	28643	12502	21339	19371	25843	17150	15227
Spagna	-650	-434	5469	2465	8600	6214	6686	3317
UE15	179462	132653	161877	166759	266327	74187	93922	103859
Usa	6889	1233	25342	28885	17683	8664	-5400	-9407
Giappone	33267	34100	10389	40338	40095	2279	5300	5014
Cina	-12184	-18817	-41111	-11746	4818	23696	1242	-27645

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,617	0,308	0,813	0,831	0,801	0,420	0,665	0,799
Danimarca	0,768	0,455	0,687	0,946	0,926	0,725	0,327	0,404
Francia	0,724	0,738	0,650	0,636	0,497	0,369	0,501	0,670
Germania	0,796	0,623	0,297	0,423	0,441	0,081	0,306	0,653
Italia	0,562	0,628	0,554	0,696	0,587	0,660	0,493	0,380
Spagna	-0,172	-0,096	0,313	0,247	0,525	0,395	0,511	0,283
UE15	0,627	0,527	0,522	0,578	0,703	0,338	0,464	0,361
Usa	0,085	0,016	0,422	0,397	0,270	0,170	-0,103	-0,190
Giappone	0,745	0,766	0,627	0,951	0,908	0,366	0,670	0,631
Cina	-0,831	-0,243	-0,746	-0,260	0,094	0,443	0,028	-0,576

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	12,41%	18,21%	12,73%	9,86%	5,66%	9,59%	9,64%	4,48%
Danimarca	0,46%	1,43%	0,56%	0,13%	0,13%	0,32%	1,65%	0,85%
Francia	13,37%	11,08%	12,51%	19,69%	21,31%	11,70%	16,69%	11,78%
Germania	24,44%	18,85%	23,30%	25,22%	22,47%	36,64%	27,90%	12,33%
Italia	10,57%	14,22%	6,79%	7,70%	12,15%	9,29%	16,36%	13,54%
Spagna	4,16%	4,15%	8,11%	6,19%	6,93%	6,64%	5,94%	4,57%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	12,00%	10,68%	38,68%	28,47%	8,93%	11,48%	17,40%	18,87%
Danimarca	0,81%	1,19%	0,95%	1,28%	0,61%	0,98%	1,18%	0,93%
Francia	19,14%	22,83%	18,53%	23,54%	11,03%	12,40%	18,22%	28,03%
Germania	49,33%	25,20%	13,50%	16,57%	10,07%	21,05%	19,08%	27,57%
Italia	8,63%	19,31%	7,43%	11,42%	8,13%	22,14%	17,51%	14,14%
Spagna	0,67%	1,06%	4,86%	2,73%	3,88%	7,47%	6,67%	3,84%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	0,63	0,58	0,86	0,81	0,50	0,57	0,68
Danimarca	-0,50	-0,33	-0,40	-0,28	-0,58	-0,40	-0,34
Francia	0,14	0,23	0,12	0,22	-0,14	-0,07	0,14
Germania	0,33	0,02	-0,30	-0,20	-0,42	-0,09	-0,15
Italia	-0,16	0,26	-0,20	0,03	-0,14	0,34	0,24
Spagna	-0,76	-0,65	-0,02	-0,30	-0,13	0,19	0,12

Tavola 9 - Scaldacqua non elettrici e non a gas (841919)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	11345	10033	12481	15174	10428	17925	14453	25771
Danimarca	15035	12850	13181	12074	11643	9903	10166	10441
Francia	80468	57067	44209	50309	38938	38286	38913	61091
Germania	-90543	-72776	-49528	-29880	-48257	-69968	-38508	-58911
Italia	19445	15891	10074	9481	20454	-1996	3492	-2410
Spagna	-4086	16862	17493	32367	26107	21751	21191	25911
UE15	46983	36864	56329	97255	72466	22821	31603	84102
Usa	-41807	-38729	-63942	-74473	-101276	-119684	-128056	-120422
Giappone	566	384	600	360	402	-261	767	-31
Cina	-1021	-1431	-20	-129	439	1750	2054	2894

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,209	0,215	0,292	0,314	0,234	0,333	0,330	0,390
Danimarca	0,782	0,716	0,681	0,731	0,735	0,701	0,788	0,724
Francia	0,608	0,550	0,482	0,563	0,486	0,473	0,534	0,578
Germania	-0,410	-0,356	-0,252	-0,147	-0,245	-0,319	-0,184	-0,196
Italia	0,596	0,537	0,401	0,390	0,547	-0,042	0,070	-0,044
Spagna	-0,566	0,673	0,642	0,780	0,703	0,659	0,588	0,606
UE15	0,083	0,068	0,108	0,177	0,136	0,038	0,056	0,120
Usa	-0,346	-0,295	-0,417	-0,364	-0,530	-0,544	-0,546	-0,534
Giappone	0,190	0,257	0,310	0,193	0,200	-0,117	0,544	-0,010
Cina	-0,654	-0,799	-0,023	-0,060	0,143	0,386	0,465	0,413

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	8,24%	7,29%	6,50%	7,35%	7,46%	6,33%	5,54%	6,55%
Danimarca	0,81%	1,01%	1,32%	0,99%	0,92%	0,75%	0,51%	0,65%
Francia	9,96%	9,31%	10,19%	8,66%	8,99%	7,53%	6,41%	7,25%
Germania	59,81%	55,22%	52,80%	51,85%	53,71%	51,14%	46,64%	58,48%
Italia	2,53%	2,72%	3,23%	3,29%	3,70%	8,70%	8,73%	9,40%
Spagna	2,17%	1,63%	2,09%	2,03%	2,41%	1,99%	2,80%	2,74%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	10,67%	9,84%	9,54%	9,81%	9,08%	11,64%	9,75%	11,72%
Danimarca	5,57%	5,35%	5,62%	4,42%	4,54%	3,90%	3,86%	3,18%
Francia	34,61%	27,93%	23,47%	21,58%	19,66%	19,36%	18,71%	21,29%
Germania	21,21%	22,88%	25,43%	26,85%	24,63%	24,30%	28,50%	30,87%
Italia	8,47%	7,89%	6,08%	5,22%	9,55%	7,35%	8,92%	6,76%
Spagna	0,51%	7,28%	7,73%	11,42%	10,45%	8,89%	9,58%	8,77%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	0,59	0,55	0,53	0,53	0,50	0,58	0,50
Danimarca	0,39	0,39	0,43	0,31	0,33	0,26	0,23
Francia	0,41	0,32	0,23	0,18	0,15	0,15	0,15
Germania	-0,08	-0,03	0,01	0,04	0,00	-0,02	0,05
Italia	-0,17	-0,18	-0,30	-0,35	-0,06	-0,19	-0,09
Spagna	-0,81	0,18	0,20	0,38	0,35	0,27	0,29

Tavola 10 - Gruppi elettrogeni ad energia eolica (850231)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-2485	-10545	-1180	-6985	-7416	-4458	-8952	-30990
Danimarca	372165	377037	444863	654299	610684	0	1005444	964867
Francia	413	124	960	234	16	451	710	830
Germania	-23445	5751	-47915	-172251	-237334	-355072	-419106	-252916
Italia	-2109	901	-2089	-14399	-879	6143	1136	-1344
Spagna	-1187	-59	-8368	1501	5318	-8431	640	34552
UE15	334708	322944	370418	404730	337563	654431	522839	633470
Usa	227	34	-23332	-131508	-61168	0	-138965	-378128
Giappone	-2822	-222	11518	-27673	-27223	-102822	-18426	-99018
Cina	-16246	-57899	-10391	-32476		-21673	-17584	-31281

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-0,739	-0,997	-0,268	-0,998	-0,949	-0,888	-0,981	-0,912
Danimarca	0,902	1,000	1,000	0,961	0,991	0,000	0,995	1,000
Francia	0,268	0,835	0,667	0,495	0,114	0,827	0,611	0,521
Germania	-0,436	0,095	-0,554	-0,736	-0,735	-0,827	-0,913	-0,618
Italia	-0,561	0,998	-0,632	-0,452	-0,155	0,991	0,642	-0,319
Spagna	-0,938	-0,589	-0,995	0,059	0,658	-0,508	0,114	0,609
UE15	0,663	0,639	0,654	0,388	0,338	0,418	0,335	0,397
Usa	0,281	0,002	-0,357	-0,904	-0,948	0,000	-0,975	-0,992
Giappone	-0,930	-0,029	0,375	-0,997	-0,469	-1,000	-0,893	-0,975
Cina	-0,984	-1,000	-0,997	-0,996		-0,998	-0,994	-0,999

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	3,44%	11,57%	2,85%	2,20%	2,30%	1,04%	1,74%	6,74%
Danimarca	23,88%	0,02%	0,02%	4,20%	0,82%	0,00%	0,44%	0,01%
Francia	0,66%	0,01%	0,24%	0,04%	0,02%	0,01%	0,04%	0,08%
Germania	45,48%	30,10%	68,66%	63,88%	84,71%	85,97%	84,77%	68,73%
Italia	3,45%	0,00%	2,76%	7,28%	0,99%	0,01%	0,06%	0,58%
Spagna	1,44%	0,09%	8,57%	3,77%	0,42%	2,74%	0,48%	2,30%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	0,10%	0,00%	0,34%	0,00%	0,03%	0,03%	0,01%	0,13%
Danimarca	93,52%	91,02%	95,00%	92,19%	91,79%	95,07%	96,82%	86,53%
Francia	0,23%	0,03%	0,26%	0,05%	0,01%	0,04%	0,09%	0,11%
Germania	3,62%	8,02%	4,12%	4,26%	6,40%	3,35%	1,92%	7,00%
Italia	0,20%	0,22%	0,13%	1,21%	0,36%	0,56%	0,14%	0,13%
Spagna	0,01%	0,00%	0,00%	1,86%	1,00%	0,37%	0,30%	4,09%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	-0,93	-1,00	-0,79	-1,00	-0,98	-0,98	-0,99
Danimarca	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Francia	-0,97	-1,00	-0,97	-0,99	-1,00	-0,99	-0,99
Germania	-0,75	-0,50	-0,72	-0,71	-0,59	-0,77	-0,86
Italia	-0,97	-0,96	-0,98	-0,80	-0,94	-0,90	-0,97
Spagna	-1,00	-1,00	-1,00	-0,47	-0,67	-0,87	-0,89

Tavola 11 - Convertitori rotanti elettrici (850240)

Saldi commerciali (migliaia di \$ correnti)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-633	-1581	1746	788	458	801	608	1204
Danimarca	30	-215	-59	-489	-453	-897	-6162	-8098
Francia	553	380	-2717	2438	7390	10266	730	-4253
Germania	25290	22697	24043	20974	41238	50921	27405	39062
Italia	1102	-221	1420	1148	-4163	826	-234	68
Spagna	-822	-659	-319	4844	2339	-195	-818	-628
UE15	15491	-857	6914	10705	33756	59599	33521	21245
Usa	6464	7653	2366	3349	8804	7580	1160	-505
Giappone	-312	-320	-105	-116	781	416	-1014	1129
Cina		-398	-75	-21	106	114	-1617	-45

Saldi commerciali normalizzati

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	-0,088	-0,215	0,200	0,080	0,069	0,208	0,264	0,270
Danimarca	0,055	-0,703	-0,157	-0,856	-0,756	-0,882	-0,886	-0,955
Francia	0,127	0,088	-0,310	0,294	0,497	0,532	0,073	-0,415
Germania	0,707	0,738	0,608	0,562	0,799	0,765	0,669	0,699
Italia	0,139	-0,035	0,324	0,187	-0,435	0,139	-0,062	0,017
Spagna	-0,300	-0,323	-0,106	0,603	0,516	-0,061	-0,230	-0,089
UE15	0,172	-0,009	0,059	0,096	0,276	0,424	0,278	0,154
Usa	0,335	0,312	0,156	0,202	0,454	0,330	0,059	-0,028
Giappone	-0,532	-0,534	-0,208	-0,288	0,734	0,597	-0,782	0,786
Cina		-0,970	-0,231	-0,104	0,407	0,421	-0,982	-0,080

Ripartizione delle importazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	10,51%	9,10%	6,39%	8,99%	6,94%	3,77%	1,94%	2,80%
Danimarca	0,70%	0,53%	0,40%	1,05%	1,19%	2,37%	15,05%	14,21%
Francia	5,08%	4,03%	10,48%	5,82%	8,43%	11,15%	10,62%	12,43%
Germania	14,06%	8,20%	14,12%	16,19%	11,69%	19,39%	15,53%	14,39%
Italia	9,12%	6,58%	2,71%	4,95%	15,49%	6,33%	4,57%	3,30%
Spagna	4,77%	2,75%	3,04%	3,17%	2,47%	4,19%	5,02%	6,61%

Ripartizione delle esportazioni (percentuale sul totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	6,22%	5,98%	8,50%	8,70%	4,52%	2,33%	1,89%	3,56%
Danimarca	0,55%	0,09%	0,26%	0,07%	0,09%	0,06%	0,51%	0,24%
Francia	4,64%	4,89%	4,90%	8,79%	14,25%	14,80%	6,95%	3,77%
Germania	57,84%	55,44%	51,50%	47,67%	59,43%	58,85%	44,32%	59,63%
Italia	8,53%	6,24%	4,71%	5,96%	3,46%	3,39%	2,28%	2,50%
Spagna	1,81%	1,43%	2,18%	10,54%	4,40%	1,50%	1,78%	4,06%

Indici di specializzazione commerciale (rispetto al totale UE15)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	0,39	0,36	0,49	0,48	0,20	-0,15	-0,27
Danimarca	-0,63	-0,92	-0,79	-0,94	-0,92	-0,95	-0,65
Francia	-0,51	-0,49	-0,50	-0,26	-0,01	0,02	-0,33
Germania	0,40	0,39	0,35	0,31	0,42	0,40	0,27
Italia	-0,17	-0,29	-0,41	-0,29	-0,51	-0,52	-0,65
Spagna	-0,46	-0,56	-0,40	0,35	-0,07	-0,55	-0,50

Capitolo 9

Prospettive del mercato delle rinnovabili in Italia: sviluppo industriale e occupazione

9.1 I benefici di una politica organica di lungo periodo per le fonti rinnovabili

L'Unione Europea e gli Stati membri a partire dall'inizio degli anni 90 hanno riservato un'attenzione particolare allo sviluppo delle tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili di energia. Questo interesse, testimoniato da numerosi documenti ufficiali della politica energetica europea (si vedano il Libro Bianco sulla politica energetica COM(95) 682 Final del gennaio 1996, il Libro Bianco sullo sviluppo delle fonti rinnovabili COM(97)599 del 26 novembre 1997, fino alla direttiva 2001/77/CE) è riconducibile direttamente alle priorità di politica energetica individuate sostanzialmente da tutti i paesi industrializzati, sintetizzabili nei seguenti tre punti: efficienza, sicurezza, ambiente.

Si possono vedere questi tre obiettivi di fondo come i tre vertici di un triangolo, che può ruotare nel tempo dando priorità relative diverse, ma sostanzialmente sempre riferibili ai tre obiettivi citati. Con un facile esercizio si può vedere che tutti i documenti di politica energetica degli ultimi decenni sono imperniati su queste tre finalità, che di volta in volta possono assumere vesti solo apparentemente diverse: il risparmio energetico, la sostenibilità, la riduzione delle tariffe sono tutti elementi riconducibili ai tre vertici del triangolo citato.

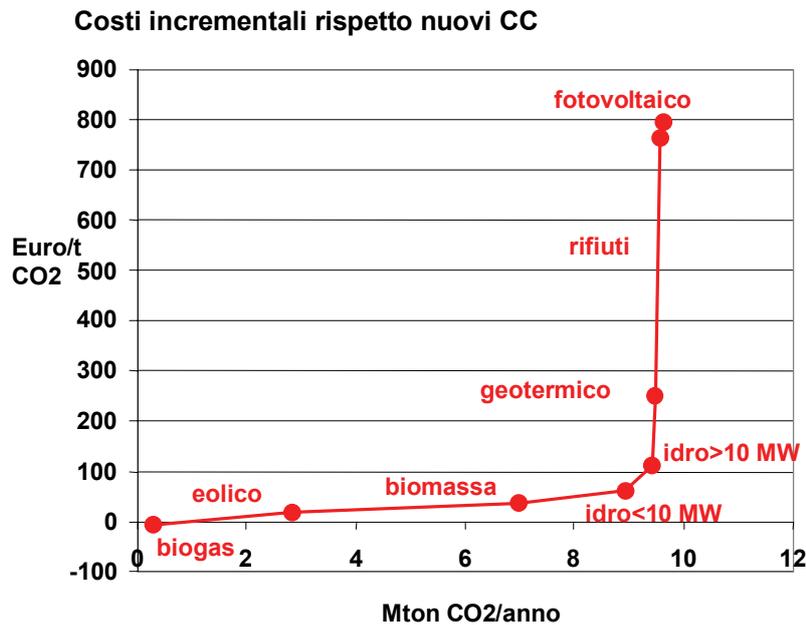
Così, se le politiche di liberalizzazione del settore energetico sono ascrivibili alla ricerca dell'efficienza del settore, la promozione delle fonti rinnovabili di energia trova giustificazione soprattutto nel miglioramento delle prestazioni ambientali del settore energetico. Soprattutto, ma non solo, dal momento che con le fonti rinnovabili sono utili anche al fine di migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti.

Se è indubbio che sono le ragioni ambientali a spingere per la crescita di queste tecnologie oggi (non così in passato: negli anni 70 si svilupparono i primi impianti rinnovabili spinti dalla necessità di rispondere agli choc petroliferi), si vuole approfondire di seguito proprio l'aspetto legato ai benefici ulteriori acquisibili con lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, che sono proprio quelli che rendono queste fonti interessanti quando si guardi al lungo periodo.

È facile rendersi conto, infatti, che vi sono molte opzioni per ridurre l'impatto sull'ambiente della conversione di energia primaria nel breve termine, ma nessuna con prospettive così interessanti nel lungo periodo. Si pensi, ad esempio, alla necessità di ridurre le emissioni di anidride carbonica del parco di generazione elettrica. Questo può essere fatto in molti modi, con costi ed effetti diversi.

La Figura 9.1 mostra in ordinata il costo incrementale della tonnellata di CO₂ risparmiata con la produzione di energia dalle diverse tecnologie rinnovabili rispetto all'investimento in un nuovo ciclo combinato, in ascissa la riduzione potenziale in base allo scenario proposto nella delibera CIPE 123/2002 sui cambiamenti climatici. Gli scalini della curva sono di diversa lunghezza dal momento che per ciascuna tecnologia si ha un diverso costo della CO₂ risparmiata, connesso con il diverso extra costo rispetto all'investimento nel ciclo combinato (negativo solo per il caso del biogas da discarica, il cui costo del kWh prodotto è inferiore rispetto a quello di un ciclo combinato alimentato a gas naturale) ed anche un diverso potenziale, secondo lo scenario proposto nella delibera CIPE citata. I costi di investimento ipotizzati sono costi medi, verificati con gli operatori del settore.

Figura 9.1 - Costo della CO₂ evitata rispetto ad un impianto a ciclo combinato



Si vede che, in un'ottica di breve periodo le fonti rinnovabili non rappresentano l'opzione più economica per la riduzione dell'intensità carbonica del parco elettrico, ma divengono interessanti nel lungo periodo, quando si sia esaurita la possibilità di convertire gli impianti all'utilizzo di combustibili meno pesanti ed i costi delle tecnologie rinnovabili, una volta raggiunti fattori di scala significativi, possano essere sensibilmente ridotti.

Analogamente si può ragionare per la sicurezza degli approvvigionamenti: con un'ottica di breve periodo si possono diversificare le fonti ed i combustibili, ma solo le fonti rinnovabili nel lungo termine possono consentire di non dipendere da una fonte primaria in progressiva concentrazione.

Ecco che, senza assumere un'ottica di lungo periodo, non si possono apprezzare i benefici reali dello sforzo compiuto per sviluppare le fonti flusso d'energia. Per questa ragione è così difficile trovare in ambito politico chi si spenda per queste tecnologie: nessun mandato è lungo abbastanza per poter vedere ripagati significativamente gli sforzi compiuti.

Se si assume questa prospettiva di lungo termine è possibile introdurre anche un ulteriore fattore di interesse proprio delle fonti rinnovabili, relativo alle prospettive industriali di queste tecnologie, che ne fanno delle reali opportunità di politica industriale, prima ancora che energetica, in un'economia globalizzata che spinge con urgenza il nostro sistema industriale ad affidarsi all'innovazione per non soccombere nel confronto titanico con i paesi emergenti nei settori industriali maturi.

La diffusione delle fonti rinnovabili di energia ha caratteristiche tali per cui può consentire delle ricadute economiche in ambito locale di grandissimo interesse.

9.2 Il dividendo multiplo delle fonti rinnovabili e i benefici connessi con lo sviluppo di settori industriali innovativi

I benefici derivanti dall'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia sono stati da tempo individuati in ambito internazionale e sintetizzati nei punti seguenti:

- riduzione delle esternalità ambientali su scala locale e globale;
- aumento della sicurezza degli approvvigionamenti;
- coinvolgimento dell'imprenditoria e delle risorse locali;
- crescita occupazionale;
- riduzione dell'incertezza e stabilizzazione dei costi nel lungo periodo.

Ciascuno di tali aspetti può motivare da solo un'azione a favore delle fonti rinnovabili, ma è la combinazione di questi benefici che rende queste tecnologie un'opzione privilegiata per la crescita economica e la sostenibilità del sistema energetico.

Nei paesi che si sono rivolti con decisione verso lo sviluppo della produzione rinnovabile nel corso degli anni 80 e 90, gli sforzi compiuti in termini di sostegno alla produzione iniziano a dare frutto in termini di produzione industriale, occupazione, benefici ambientali.

È il caso, ad esempio, di Danimarca, Germania e Spagna nel campo dell'energia eolica, che nel 2002 detenevano una quota superiore all'88% del mercato mondiale degli aerogeneratori. Un mercato che nella sola Germania valeva 4,2 miliardi di euro ed occupava 45.000 persone, senza contare l'occupazione indiretta.

L'aspetto interessante per questi paesi è l'elevata quota della produzione che viene esportata, oltre l'80% nel caso della Danimarca, che vede nelle turbine eoliche la prima voce delle esportazioni nazionali. L'industria spagnola è decisamente più giovane e non ancora attrezzata per aggredire i mercati esteri, ma sicuramente nel momento in cui gli investimenti domestici si contrarranno, le imprese spagnole saranno pronte per affrontare con successo i mercati internazionali.

Tabella 9.1 - La produzione di aerogeneratori in alcuni paesi europei. Anno 2002

Paese	Capacità prodotta (MW)	quota del mercato mondiale	Capacità esportata (MW)	quota export
Germania	2194	29,6%	459	20,9%
Danimarca	3147	42,5%	2640	83,9%
Spagna	1221	16,5%	28	2,3%

Fonte: EWEA 2004

A livello europeo si stimano pari a 72.000 le persone occupate direttamente nel settore eolico, con un'incidenza della manodopera pari a 12 persone per MW installato¹: non è cosa da poco, se si pensa al continuo drenaggio di posti di lavoro in gran parte dei settori produttivi maturi in Europa. Si sta dunque parlando di settori consolidati, con un ruolo importante nell'economia dei paesi citati. Gli occupati nel settore eolico in Danimarca sono l'1,2% del totale, più di settori come il cemento o la produzione d'acciaio, con una ricaduta evidente in ambito locale che difficilmente può essere eguagliata da altri investimenti nella produzione di energia elettrica.

Si comprende così come l'impegno per le fonti rinnovabili nei paesi che maggiormente vi hanno investito negli scorsi anni esuli ormai dall'ambito della sola politica energetica, divenendo una questione di politica industriale, dal momento che buona parte del fatturato dell'industria viene dall'esportazione degli aerogeneratori.

Così pure si è potuta ridurre l'incertezza del costo dell'energia elettrica, con penetrazioni della produzione eolica sulla domanda dell'ordine del 20% (Danimarca), 6% (Germania) e 4% (Spagna). Tanto maggiore è la quota di energia elettrica il cui costo di produzione è svincolato dal prezzo del petrolio e dal livello della domanda mondiale di materie prime, tanto più il prezzo per i consumatori finali è prevedibile e stabile, con grandi vantaggi per l'economia.

Ecco che, nei paesi citati, i benefici conseguibili con lo sviluppo della filiera tecnologica dell'eolico sono oggi raggiunti e non potranno che aumentare in futuro: il mercato mondiale dell'energia eolica è in continua crescita e non si vedono realisticamente ragioni per cui questa tendenza non si confermi negli anni futuri, con una posizione fortissima per le imprese che sono cresciute in mercati domestici stabili. Esempi simili, anche se meno eclatanti sul piano delle cifre in gioco, si possono citare riguardo al fotovoltaico, con le imprese giapponesi forti di una leadership indiscussa, del solare termico, della combustione della biomassa.

In una prospettiva di medio lungo periodo, quando la tecnologia sarà ulteriormente maturata e la domanda di investimenti nei paesi ad alta crescita della domanda energetica diverrà rilevante, per le imprese europee leader di questo settore tecnologico si aprono opportunità di grande respiro, difficilmente eguagliabili da altri comparti industriali.

9.3 La necessità di un coordinamento degli interventi dal lato della domanda e dell'offerta nel settore delle fonti rinnovabili

I risultati di rilievo conseguiti dalle imprese europee in molte tecnologie di conversione delle fonti rinnovabili di energia sono il frutto di politiche mirate e di lungo periodo.

È indubbio che paesi come la Spagna e la Danimarca abbiano accettato la sfida dello sviluppo delle fonti rinnovabili come un'opportunità per far crescere un nuovo settore industriale, intuendo la prospettiva di un mercato internazionale in continua crescita, in cui le proprie imprese oggi competono forti di un'esperienza di tutto rispetto.

¹ European Wind Energy Association: *Wind Energy: the facts*, vol. 3 Industry and employment, (EWEA 2004), www.ewea.org

Diversi fattori sono stati necessari, ma non sufficienti se presi singolarmente, per l'affermazione di nuove imprese capaci di innovare ed affermarsi commercialmente:

- una forte domanda interna di nuovi investimenti, sostenuta dalla garanzia di cessione dell'energia elettrica prodotta a prezzi interessanti,
- un quadro stabile della regolamentazione, capace di dare ai finanziatori garanzie sufficienti per sostenere le nuove iniziative,
- un approccio coordinato tra sostegno alla domanda di energia rinnovabile ed all'offerta di impianti,
- un coinvolgimento delle competenze e delle risorse locali, tali da far percepire come proprie da parte della popolazione le nuove iniziative.

Certamente il fattore che accomuna i paesi con tassi di crescita maggiori nel campo delle tecnologie di conversione delle fonti rinnovabili di energia e maggiori quote di mercato è la forza del mercato domestico, almeno fino alla maturazione della tecnologia. Nel caso italiano purtroppo non è stato possibile combinare tutti questi fattori insieme, con la conseguente difficoltà ad ottenere i reali benefici, diretti ed indiretti, che questi investimenti possono portare.

La liberalizzazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attuata in Italia con le leggi 9 e 10 del 1991, le successive misure di sostegno della domanda introdotte con il provvedimento CIP 6/92 e successivamente con il decreto 79/99 (*Bersani*) hanno rivitalizzato settori tradizionali, come la geotermia e l'idroelettrico, e hanno fatto nascere nel nostro Paese settori tecnologici prima praticamente inesistenti, come il solare fotovoltaico connesso in rete, l'eolico, la biomassa per produzione elettrica.

Al tempo stesso, l'evoluzione del sistema elettrico verso modelli organizzativi basati sulla concorrenza ha spinto gli operatori a essere sempre più esigenti sul piano della tecnologia e della economicità degli impianti: poiché la redditività degli impianti alimentati con fonti rinnovabili dipende in modo determinante dalla capacità di contenere i costi di investimento, non essendo in genere significativi i costi variabili di produzione, è di cruciale importanza acquistare gli impianti più affidabili, al prezzo minore, disponibili sul mercato internazionale. Un mercato internazionalizzato dell'energia e degli impianti tende così a favorire le imprese leader nei vari settori tecnologici, che divengono partner indispensabili degli investitori su scala internazionale.

Il fatto che in questo settore spesso gli investitori non siano gli operatori tradizionali del mondo energetico, fa sì che gli acquirenti degli impianti siano svincolati da rapporti consolidati con l'industria nazionale e molto più inclini a effettuare i propri acquisti di tecnologia sulla base esclusivamente della propria convenienza tecnico-economica. Inoltre, dovendo finanziare gli investimenti con capitale di debito, gli investitori nel campo delle fonti rinnovabili sono sottoposti al vaglio draconiano degli istituti di credito, che spingono per la scelta oculata di una tecnologia affidabile e conveniente.

A ciò si aggiunga che anche dal lato dell'offerta sono presenti imprese giovani, che ancora stanno cercando di crearsi uno spazio nel mercato internazionale, senza delle gerarchie consolidate, con buona parte della curva di apprendimento sulla tecnologia e sulla riduzione dei costi ancora da percorrere.

È chiaro che in questo campo si trovano decisamente avvantaggiate le imprese che hanno potuto beneficiare di un mercato domestico relativamente protetto o anticipatore in cui poter crescere, affrontando successivamente il mercato internazionale con maggior forza ed esperienza. È il caso delle imprese danesi nel campo dell'eolico (con oltre il 51% del mercato mondiale nel 2000), delle imprese austriache nel campo della combustione della biomassa a fini termici, delle imprese austriache nel campo del piccolo idroelettrico.

Quando l'investimento nei nuovi impianti a fonti rinnovabili viene realizzato con tecnologia straniera (e magari anche da imprese straniere) e con manodopera straniera, si presenta il rischio concreto che buona parte di quello che abbiamo definito il *dividendo multiplo* delle fonti rinnovabili non rimanga in ambito locale, vanificando parte dello sforzo alla base della strategia di promozione.

D'altra parte, l'introduzione di meccanismi concorrenziali per lo stimolo dell'innovazione è un requisito ineludibile delle politiche per la promozione delle fonti rinnovabili, e appare altresì condivisibile in un'ottica di lungo periodo, quando le politiche di sostegno dovrebbero portare al conseguimento dei maggiori benefici.

Una preoccupazione fondata è dunque quella che l'industria domestica possa non essere protagonista dei nuovi settori industriali, che sono attesi in forte crescita sul mercato mondiale futuro. Al limite può essere interessante utilizzare azioni *demand pull* come occasioni per rafforzare l'industria nazionale in ambito domestico, per candidarsi ad operare sul mercato internazionale sostenendo la ricerca della leadership tecnologica e le possibilità di esportazione emergenti.

La domanda da porsi è dunque: quali azioni possono essere messe in atto per sostenere il posizionamento competitivo, nelle sue determinanti tecnologiche e di mercato, dell'industria nazionale delle tecnologie per le fonti rinnovabili, tenuto conto che si tratta di un settore produttivo che secondo tutte le proiezioni mostra fortissimi tassi di crescita su scala mondiale, e su un orizzonte temporale di diversi decenni?

Come evitare, quindi, che in presenza di una domanda pubblica e privata in crescita, il cosiddetto *dividendo multiplo* delle fonti rinnovabili vada a beneficio di operatori economici stranieri, senza innescare quella spirale virtuosa che fa delle fonti rinnovabili oltre che uno strumento di politica ambientale una reale occasione di sviluppo economico diffuso sul territorio?

Le istanze di tipo ambientale, il desiderio di migliorare la sicurezza di approvvigionamento delle fonti energetiche, la preoccupazione di migliorare la sostenibilità del sistema economico nel lungo periodo e le aspettative in termini di sviluppo tecnologico hanno portato i decisori pubblici europei nel corso degli anni 90 a prendere misure concrete a favore dello sviluppo delle fonti rinnovabili di energia².

Parallelamente, a livello nazionale sono state messe in atto altre misure per favorire l'offerta di energia da fonti rinnovabili, soprattutto in campo fiscale, finanziario e autorizzativo.

² Cfr. Commissione Europea, 1997, *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili. Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità*, COM(97) 599, final (26.11.1997), 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'elettricità, in GUCE L 283/33 del 27/10/2001.

Tabella 9.2 - L'industria eolica mondiale

Paese	Potenza cumulativa installata a fine 2001 (MW)	Potenza installata nel 2000 (MW)	Quota del mercato mondiale delle turbine nel 2000
Germania	8.734	1.665	15,80%
Spagna	3.550	1.024	17,80%
Danimarca	2.456	603	51,10%
India	1.456	236	2,30%
Italia	700	147	*
UK	525	63	-

* La produzione di IWT è inclusa nella quota di Vestas, anche se la produzione avviene fisicamente in Italia

Tuttavia, l'elemento prioritario per il sostegno all'affermazione delle nuove tecnologie di conversione energetica basate sulle fonti rinnovabili e per l'internalizzazione delle esternalità che caratterizzano il settore energetico è la creazione di un quadro normativo ben definito, stabile nel tempo e articolato secondo diversi orizzonti temporali. Questo è l'elemento di base per qualsiasi politica di intervento, che non può prescindere dalla riduzione dell'incertezza degli investimenti dovuta all'incertezza sulle condizioni future di cessione dell'energia prodotta, o – più in generale – sugli indirizzi di politica energetica del Paese.

È fondamentale pertanto che ogni politica di intervento sia basata su un solido documento di politica energetica di lungo periodo, in grado di assicurare i potenziali investitori che, anche in presenza di cambiamenti del quadro politico, le condizioni operative per gli impianti non muteranno in modo sostanziale.

È esemplificativo, a tal proposito, il documento programmatico del governo inglese per la promozione delle fonti rinnovabili, pubblicato nel 2001, che ha come orizzonte temporale il 2026. Per contro, il mercato dei certificati verdi italiani rischia di non decollare perché gli operatori lo percepiscono rischioso, mancando un'assicurazione della stabilità futura del meccanismo.

Quando sia posta una solida base programmatica è possibile proporre politiche specifiche di intervento nel settore energetico.

Tutte le politiche di settore messe finora in atto sono impiegate su misure di sostegno sul lato della domanda. Queste risultano efficaci e di relativamente facile applicazione.

La relazione esistente tra potenza installata e quote di mercato nell'industria eolica mondiale mostrata nella tabella seguente è significativa del ruolo che può avere la domanda interna nel far crescere un'offerta nazionale di impianti e componenti.

Tuttavia, quando l'intervento a favore delle fonti rinnovabili sia giustificato dal conseguimento del loro *dividendo multiplo*, l'efficacia dell'intervento viene molto accresciuta se tali misure sono affiancate da altre sul lato dell'offerta.

La sintetica analisi comparativa delle diverse combinazioni possibili di attivazione o meno di politiche sui lati domanda e offerta riportata in Tabella 9.3 mostra come l'implementazione di politiche contemporaneamente sui due fronti sia la condizione ottimale per la più veloce penetrazione di mercato delle rinnovabili e la formazione di un'adeguata capacity building da parte dell'industria nazionale.

Tabella 9.3 - Politiche di supporto delle fonti rinnovabili e impatti sullo sviluppo del mercato

Politiche lato domanda	Politiche lato offerta	Commento
No	No	<p>Assenza di qualsiasi politica pubblica nazionale di incentivazione: lo sviluppo del mercato resta:</p> <ul style="list-style-type: none"> - affidato a fattori endogeni (atteggiamento favorevole dei consumatori per motivi sociali e culturali; impegno della committenza pubblica a livello locale; sensibilità degli attori professionali; convenienza economica rispetto alle tecnologie convenzionali, ecc.); - limitato a mercati di nicchia (per censo, per vincolo tecnologico, ecc.).
Si	No	<ul style="list-style-type: none"> - Rischio di spiazzamento dal mercato dell'industria nazionale se esiste un'offerta qualitativamente e/o quantitativamente adeguata solo estera; - rischio di rigetto da parte del mercato addirittura di tutta una tecnologia del rinnovabile se non esiste un'offerta qualitativamente adeguata (lungo l'intera filiera dalla produzione all'installazione); - rischio di generare incertezza nei piani di investimento aziendali in caso di instabilità nel tempo degli schemi di incentivo della domanda; - rischio di crisi improvvisa del mercato al termine dei programmi di sostegno; - in ogni caso dà scarsi stimoli all'innovazione tecnologica e al miglioramento continuo da parte delle aziende di qualità e competitività internazionale.
No	Si	<p>Il mercato interno è affidato alle ridotte dinamiche della crescita spontanea: si genera la necessità per l'industria nazionale di ricercare gran parte della propria ulteriore crescita, che comunque viene supportata con strumenti finanziari e/o fiscali, sui mercati esteri.</p>
Si	Si	<p>Implementazione di politiche pubbliche sia attive che simmetriche:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il <i>doppio dividendo</i> viene incamerato a livello di sistema-paese; - si ottiene la più veloce penetrazione di mercato delle rinnovabili e al contempo la formazione di adeguata crescita dell'industria nazionale: gli obiettivi di politica ambientale e di politica industriale si rafforzano vicendevolmente

Fonte: Lorenzoni Zingale 2004

Alla luce di quanto detto, l'adozione di misure di sostegno all'offerta di tecnologia è auspicabile per i seguenti motivi:

- il mercato dell'impiantistica per l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia è atteso in crescita a livello internazionale anche nel lungo periodo;
- si tratta di comparti industriali con forti tassi di innovazione tecnologica, interessanti in prospettiva per un'industria che voglia essere presente nei settori d'avanguardia ad alta specializzazione;

- le tecnologie si prestano in modo particolare ad essere sviluppate dalle piccole e medie imprese che caratterizzano il tessuto industriale italiano, estremamente flessibile a presidiare settori con un certo grado di innovazione;
- rafforzarsi in ambito domestico è un passaggio indispensabile per poter competere in posizione di forza sui mercati internazionali, strategia seguita con oculatezza in altri Paesi europei (Danimarca, Germania, Austria, Spagna).

Le fonti rinnovabili rappresentano dunque un'opportunità, non solo per la politica ambientale del nostro paese, ma anche per la politica industriale, potendo offrire dei mercati di sbocco in forte crescita alle tecnologie ed alla produzione delle piccole e medie imprese italiane, se solo sarà data la possibilità di rafforzarsi in un mercato nazionale stabile e sufficientemente remunerativo.

L'impegno per rispettare gli obiettivi ambientali (la riduzione delle emissioni climalteranti in primo luogo) assunti a livello internazionale può rappresentare una forte occasione di crescita industriale per il Paese, tanto più strategica in quanto si colloca in settori a elevato tasso di innovazione tecnologica.

Le tecnologie per la conversione delle fonti rinnovabili possono portare non solo i vantaggi sul piano ambientale e strategico, pur importanti per un Paese densamente abitato ed inevitabilmente povero di risorse energetiche primarie, ma anche su quello industriale per una realtà come quella italiana, incentrata sulle piccole e medie imprese.

Sebbene si tratti di lavorazioni ad alto contenuto tecnologico, infatti, è possibile raggiungere la scala efficiente minima anche con impianti di dimensioni contenute, senza dover ricorrere a sistemi industriali di grande complessità come quelli necessari, ad esempio, alla fornitura di impianti termoelettrici tradizionali. Se solo poche imprese al mondo oggi sono in grado di garantire le prestazioni e i costi richiesti dagli investitori nel campo dei nuovi cicli combinati, molto minori sono le barriere all'ingresso in settori quali l'eolico, la combustione diretta della biomassa, il solare termico.

È vero al tempo stesso che risulta fondamentale mantenere una leadership tecnologica e ciò non è facile in settori in continua evoluzione. Combinando però la forte crescita attesa di questi mercati e la flessibilità di cui è capace il sistema industriale italiano è facile intuire le opportunità che può offrire tale comparto industriale su scala internazionale.

Una politica pubblica di sostegno alle fonti rinnovabili realizzata anche sul lato dell'offerta, inoltre, può risultare di fondamentale importanza per superare alcune diffidenze o resistenze verso tecnologie innovative che ancora risultano di incerta affermazione, consentendo di superare la logica del breve periodo propria dell'investitore privato. Una politica a sostegno dell'offerta ben finalizzata nel mercato delle tecnologie per le fonti rinnovabili può portare a potenziare gli effetti delle politiche attuate sul lato della domanda e, soprattutto, può facilitare il conseguimento degli obiettivi di crescita occupazionale e di sviluppo locale, nonché il coinvolgimento delle piccole imprese, che fanno delle fonti rinnovabili una scelta preferenziale nell'ottica di uno sviluppo sostenibile su scala locale.

Non è da sottovalutare l'interesse per il comparto industriale italiano di settori che oggi appaiono poco attraenti per le nostre imprese, vista la scarsa domanda di investimenti interna, ma possono invece rappresentare opportunità di rilevanza assoluta in un futuro anche prossimo. Il caso dell'eolico danese, della biomassa austriaca o del solare termico greco possono essere presi a riferimento ancora una volta come esempi di settori cresciuti in ambito nazionale e divenuti esportatori con eccellenti prospettive sui mercati esteri.

Solo un intervento pubblico coerente e mirato ad accompagnare le giovani imprese nella delicata fase di *start up* e di consolidamento delle attività può consentire alle imprese italiane di essere competitive sui mercati internazionali in settori non ancora maturi e di sicuro interesse potenziale.

In definitiva, una valida politica mirata al conseguimento di tutti i benefici propri dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia in contesti concorrenziali implica necessariamente un intervento coordinato sul lato della domanda e dell'offerta.

Si tenga conto che le fonti rinnovabili possono beneficiare di esenzioni speciali dalle regole europee sugli aiuti di stato in considerazione dei benefici ambientali che possono portare.

Le *Community guidelines on State aid for environmental protection*³ prevedono esplicitamente che gli Stati Membri possano concedere degli aiuti mirati allo sviluppo della produzione rinnovabile anche tramite lo strumento dell'agevolazione fiscale.

L'industria italiana delle fonti rinnovabili può certamente utilizzare tali deroghe, ad esempio per la stipula di accordi volontari in base ai quali si impegna a garantire una certa riduzione delle emissioni in cambio di un mercato certo.

La gestione intelligente della devoluzione in campo energetico: il caso delle Comunità Autonome spagnole

È significativa, in relazione alla possibilità di utilizzare gli spazi concessi alle rinnovabili dalla normativa europea, l'esperienza di alcune regioni spagnole (Comunità Autonome), che hanno stipulato degli accordi quadro con alcuni sviluppatori di impianti eolici, in base ai quali c'era un impegno a sviluppare una certa potenza in un determinato arco temporale.

Da un lato il decisore pubblico si impegna a valutare tempestivamente le richieste di autorizzazione per un numero concordato di progetti, dall'altro il promotore assicura che questi rispettino determinate caratteristiche tecniche, ambientali ed economiche che facciano sì che il beneficio degli investimenti rimanga per quanto possibile in ambito locale.

In alternativa sono state bandite delle gare da parte della regione per sviluppare il proprio potenziale, assicurando ai vincitori condizioni di sviluppo dell'investimento sicure e collaborative.

Si tratta di un caso interessante in cui il governo locale, invece che osteggiare un'iniziativa percepita come ostile nei confronti della comunità, ha scelto di guidare un processo di sviluppo verso le condizioni più favorevoli per la comunità stessa.

Un esempio importante di come la politica di supporto alle fonti rinnovabili possa tradursi in una politica industriale di lungo periodo, con una valutazione dettagliata delle ricadute economiche e sociali, viene dal Department of Trade and Industry inglese, che ha affrontato in modo decisamente organico e ragionato la questione delle ricadute di lungo periodo dei sussidi concessi alle fonti rinnovabili (Ecotec 1998).⁴

Una tale visione, manca certamente alla politica energetica italiana ed è indispensabile per l'acquisizione dei benefici che possono derivare dagli investimenti in questo settore.

³ Su *Official Journal* 2001/C/ 37/03.

⁴ Ecotec 1998, The economic impact of renewable energy, ETSU K/PL/00121/REP, February 1998.

La promozione dell'industria inglese: il ruolo del DTI

Un esempio di politica industriale nel settore delle fonti rinnovabili è quello del Department of Trade and Industry inglese, che ha organizzato un team di sostegno alle imprese attive in questo settore, al fine di sostenerle nei mercati e nell'innovazione. I punti cardine su cui si basa l'intervento sono imperniati su una corretta informazione sui temi tecnici ed economici, al fine di rimuovere alcune barriere di conoscenza che in alcuni casi impediscono una crescita industriale. Il gruppo di supporto, costituito da pochissime persone impegnate esclusivamente su questo, ha competenza sui temi dello sviluppo delle iniziative, sull'accessibilità a fondi e contributi, sui mercati di sbocco, sulla promozione dell'attività. Come può essere osservato nell'ottimo sito <http://www.dti.gov.uk/renewables/index.htm>, la promozione del commercio nel settore delle fonti rinnovabili si concretizza:

- in un sostegno alla penetrazione nei mercati esteri:

Country campaigns aim to increase the involvement of UK industry in targeted international markets. They do this by raising the UK industry profile and credibility through co-ordinated activities and by highlighting business opportunities through market intelligence

Using their awareness of industry strategies and international leads, trade promoters select specific markets for targeted campaigns. Successful country campaigns have focused on South East Asia, Portugal and Spain. Trade promoters are currently involved in high-level activity in the USA, Japan, Australia and China

- nella creazione di un database sulle competenze industriali:

The capability database is an online listing of UK renewable energy companies' technological and commercial expertise that enables buyers to access suppliers, services and skills, and potential partners. Regularly updated and easily searchable, the capability database covers key company capabilities, illustrated by important projects, and includes full contact details

The capability database is available at www.ukrenewables.com, along with information from the Renewables Trade Promotion Service, guidance from trade associations and links to other sources of support on this site

- sulla segnalazione delle opportunità nei mercati internazionali

Sector support aims to inform the UK renewables industry of activity in international markets, raise awareness of industry needs and capabilities, and match UK solutions and expertise to global business opportunities and resources. It provides support to both established exporters and companies developing applications for emerging technologies. Trade promoters consolidate and leverage the UK's strengths in technology, international business development and project management to accelerate growth of the sector as a whole

- nel supporto diretto alle imprese

Direct company support aims to develop the export market share of targeted UK companies through an enhanced support service. This support service encompasses market knowledge and contacts, export guidance and promotional activities.

Trade promoters work with selected new and experienced exporters to establish and achieve growth goals. They also provide a single point of contact for overseas organisations that would like UK companies to help them achieve their objectives

La presenza di personale specializzato a sostegno dell'attività delle imprese può rappresentare un aiuto importante, soprattutto nei mercati in forte crescita che sono culturalmente molto distanti dal mercato domestico. Inoltre, la possibilità di essere introdotti da un organo istituzionale rappresenta certamente un plus per le imprese nei mercati che non hanno ancora posizioni consolidate.

Un caso altrettanto significativo è quello del Ministero degli Esteri tedesco, che paga tutti i costi di partecipazione alle manifestazioni fieristiche all'estero alle imprese nazionali, puntando molto sull'offerta paese della Germania.

9.4 La politica per la ricerca nel settore delle fonti rinnovabili

Una valida politica nel campo delle fonti rinnovabili non può prescindere da un impegno concreto nella ricerca. Si è detto che le tecnologie sono giovani e le traiettorie tecnologiche ancora non assestate, per cui vi è spazio indubbiamente per nuovi soggetti capaci di proporre innovazioni significative, almeno in alcuni settori.

La Tabella 9.4 riporta i dati di una ricerca condotta per la Commissione Europea nel 2003 che ha raccolto le informazioni relative alle spese pubbliche di R&S nel campo delle fonti rinnovabili. La tabella evidenzia un grande divario tra la Germania e tutti gli altri paesi europei, con dei picchi significativi per Olanda e Danimarca se si riporta il dato al numero di abitanti. Per l'Italia il *trend* non è molto incoraggiante, con una riduzione rispetto alla metà degli anni 90 ed uno sforzo complessivo che non rileva un sostegno particolare a questo settore.

Tabella 9.4 - Rinnovabili in Europa: spese governative per R&S (M€ 2002)

Paese	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993
AT	7,9	6,7	9,6	10,3	7,8	6,5	8,4	7,2	5,6
BE	12,1	6,6	3,1	1	2,2	2	4,5	3,7	3,4
DE	111,9	130,8	144,5	158,2	146,7	158,4	130,8	84,9	128,5
DK	24	16,9	16,9	19,7	17,9	13,9	17,3	18,5	21,3
EL	2,5	2	2,2	2,5	3,3	3,3	6	3,4	3
ES	24,6	18,6	17,1	22,3	16,4	15,5	15,4	15,7	22,1
FI	13,1	13,7	9,6	8,7	12	7,4	5,9	5,7	6
FR	18	13,5	13	4	2,9	4,8	5,1	5,2	5,5
IE	0,3	0,8	--	--	--	--	--	--	--
IT	25,2	30	26,1	34,3	36,8	39,9	42,6	31,3	27,7
LU	0,3	--	--	--	--	--	--	--	--
NL	50	39,5	41,2	39,3	35,4	26,7	22,3	25,1	20,1
PT	0,9	0,8	1,4	1,3	0,6	1,2	0,5	0,6	1,4
SE	30,1	25,3	30,9	26,5	8,8	8,6	13,8	18,2	15,2
UK	28,3	21,4	7,9	5,7	7,7	11,4	17,5	17,9	30,2
Totale	349,3	326,8	323,5	333,8	298,6	299,7	290,1	237,3	290

Fonte: Lorenzoni et al. 2004

9.5 Un esempio di successo nel campo dell'eolico: l'impresa spagnola Gamesa

Un caso interessante di successo nello sviluppo di un nuovo comparto industriale riguarda l'industria eolica in Spagna. Il primo paese che ha sostenuto con decisione lo sviluppo delle proprie imprese nel settore dell'energia eolica è stata la Danimarca, che già negli anni 80 ha subordinato la concessione di interessanti benefici fiscali negli investimenti in impianti eolici all'utilizzo di aerogeneratori certificati dal centro di ricerca nazionale di Risø. Solo utilizzando macchine che soddisfacevano determinati requisiti in termini di efficienza era possibile ottenere le agevolazioni. Questo requisito ha dato un forte stimolo alle imprese

danesi a sviluppare aerogeneratori sempre migliori, avviando un processo virtuoso che premiava le imprese capaci di produrre innovazione con uno sbocco di mercato sicuro. Ciò ha portato le imprese danesi ad una posizione di leadership indiscussa a livello mondiale nel corso degli anni 90, quando hanno incominciato ad affrontare con competenza e determinazione i mercati internazionali.

Vestas, in particolare, l'azienda con quota di mercato maggiore su scala mondiale, promosse una penetrazione nei mercati esteri basata su partnership con aziende locali, al fine di facilitare l'inserimento in mercati che molto spesso presentano connotazioni fortemente nazionali. È così che furono avviate *joint ventures* con imprese che operavano in settori affini in diversi paesi, tra cui la Spagna e l'Italia.

In Spagna nel 1994 fu creata Gamesa Eolica, una partecipazione tra Vestas e l'industria Gamesa, attiva nel campo aeronautico e delle forniture industriali. Gamesa Eolica avviò la produzione di aerogeneratori in base ad un accordo secondo cui Vestas si impegnava a trasferire la propria tecnologia in cambio del pagamento di *royalties* sulla vendita della macchine.

Nel 1998 Vestas stipulò un contratto di *joint venture* con il gruppo Finmeccanica in Italia per rilevare il 50% delle attività, che erano appartenute ad Alenia, di produzione di aerogeneratori nello stabilimento di Taranto, con la creazione di Italian Wind Technolgy, IWT. Anche in questo caso la produzione era su licenza Vestas.

Due casi tutto sommato simili in Spagna ed Italia, che hanno visto due evoluzioni decisamente diverse: mentre Gamesa nel 2001 ha rilevato la totalità delle azioni di Gamesa Eolica, acquistando la quota che era di proprietà di Vestas, sostituendo alla fine del 2003 l'accordo di trasferimento tecnologico con uno di fornitura di componenti, IWT è divenuta integralmente controllata da Vestas nel corso del 2003, continuando la produzione come stabilimento italiano di una azienda danese.

La differente evoluzione nei due paesi è estremamente significativa: mentre in Spagna, grazie alla forte crescita del mercato domestico, l'impresa si è rafforzata ed è stata capace di mantenere localmente le ricadute degli investimenti realizzati per la costruzione degli impianti, nel caso italiano non si è riusciti ad utilizzare la partnership con il leader di mercato per far radicare un'attività produttiva con grandi potenzialità di crescita nel mercato del Mediterraneo.

Le ragioni che hanno portato all'estinzione dell'industria nazionale nel campo della produzione degli aerogeneratori commerciali di grande taglia sono senz'altro molte e non si vogliono discernere qui. Dovrebbe far riflettere però la mancanza di una strategia nazionale sul piano dell'industria delle fonti rinnovabili, di un disegno per ottenere i benefici occupazionali, di conoscenza, di leadership di mercato che gli investimenti in questo settore possono portare su scala locale quando sono sostenuti da un quadro normativo stabile e coerente.

La crescita delle attività di Gamesa in campo eolico è comprensibile dall'andamento del fatturato riportato in Tabella 9.5, che mostra la crescita costante negli ultimi anni.

Tabella 9.5 - Andamento del fatturato di Gamesa Eolica

Anno	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
M€	66,45	123,18	322,22	436,25	470,34	583,57	852,75

Fonte: Gamesa

Figura 9.2 - Andamento quotazioni titolo Gamesa dal settembre 2002 al settembre 2004



Nel 2004 Gamesa Eolica è stata la seconda al mondo in termini di quote di mercato, con ottime prospettive di crescita negli anni a venire non solo nel mercato domestico, ma anche, e in prospettiva soprattutto, nei mercati esteri. Il successo dell'impresa è testimoniato anche dall'andamento del prezzo del titolo azionario, riportata in Figura 9.2, che ha decisamente superato l'andamento del mercato nel suo insieme nell'ultimo biennio.

9.6 Riferimenti bibliografici e fonti

Ecotec (1998), *The economic impact of renewable energy*, ETSU K/PL/00121/REP, February

EWEA (2004), *Wind Energy: the facts*, vol. 3 Industry and employment, from www.ewea.org

IEA (2003), *Renewables for Power Generation – Status and prospects*, ISBN 92-64-0191-89 2003.

IEA (2003) *Creating markets for energy technologies*, ISBN 92-64-09963-8 - 2003

A. Lorenzoni, L. Zingale (a cura di): *Le fonti rinnovabili di energia - Un'opportunità di politica industriale per l'Italia*, Franco Angeli, collana Economia e politica dell'energia e dell'ambiente 420.40, 225 pagine, ISBN 88-464-5478-2, Milano, maggio 2004.

A. Lorenzoni (co-ordinator), *European Research spending for renewable energy sources*, project report EUR 21346, European Commission Community Research, ISBN 92-894-8286-9, December 2004.

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione

Lungotevere Thaon di Revel, 76 – 00196 Roma
www.enea.it

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – C.R. Frascati

Finito di stampare nel mese di novembre 2005