



**UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PARMA**  
**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE**  
**DOTTORATO IN INGEGNERIA INDUSTRIALE**  
**XX° CICLO**

**IL PRIVATE EQUITY NEL SETTORE ENERGETICO:  
ANALISI E PROSPETTIVE**

**Tesi di Dottorato di**  
Dott. Ing. Maria Guerra

**Tutore**  
Ill.mo Prof. Agostino Gambarotta

**Coordinatore**  
Ill.mo Prof. Marco Spiga

# SOMMARIO

<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>3</b>
<b>1 SCENARIO ENERGETICO MONDIALE</b> .....	<b>4</b>
1.1 Domanda e offerta di fonti primarie di energia e andamento dei mercati .....	4
1.2 Mercato internazionale del petrolio .....	6
1.3 Mercato internazionale del gas naturale .....	7
1.4 Mercato internazionale del carbone .....	9
1.5 Le biomasse e le altre fonti primarie .....	10
1.6 L'impatto ambientale delle fonti energetiche .....	11
1.7 Potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili .....	12
1.7.1 Il settore del fotovoltaico .....	12
1.7.2 Il settore eolico .....	16
1.7.3 Il settore biomasse .....	20
<b>2 SCENARIO ENERGETICO IN ITALIA</b> .....	<b>25</b>
2.1 Analisi della domanda e dell'offerta di energia in Italia .....	25
2.2 Il settore dell'energia elettrica .....	26
2.2.1 Regolamentazione del settore .....	26
2.2.2 Il mercato dell'energia elettrica in Italia .....	28
2.2.3 Il parco di generazione termoelettrico .....	31
2.3 Il settore del gas .....	32
2.3.1 Regolamentazione del settore .....	32
2.3.2 Il mercato del gas naturale in Italia .....	33
2.3.3 I nuovi investimenti in infrastrutture .....	36
2.4 Il settore del carbone .....	38
2.5 Quadro normativo europeo ed italiano nel settore dell'energia rinnovabile e del risparmio energetico .....	39
2.5.1 I certificati verdi e l'incentivazione delle fonti rinnovabili .....	42
2.5.2 Cogenerazione, minigenerazione, microgenerazione e fonti rinnovabili non programmabili .....	44
2.5.3 L'Emission Trading .....	45
2.6 L'offerta di energia rinnovabile .....	45
2.7 La produzione di energia elettrica da rifiuti .....	49
2.8 La cogenerazione e il teleriscaldamento .....	50
<b>3 IL PRIVATE EQUITY</b> .....	<b>56</b>
3.1 Definizioni .....	56
3.2 Principali fasi del processo di investimento del private equity .....	57
3.3 L'intervento del private equity nel settore energetico .....	59

<b>4 ANALISI DELLE OPERAZIONI DI PRIVATE EQUITY NEL SETTORE ENERGETICO.....</b>	<b>61</b>
4.1 Premessa.....	61
4.2 Gli operatori private equity operanti in Italia nel settore energetico.....	62
4.3 Le operazioni di private equity nel settore energetico in Italia.....	65
4.4 Le operazioni di private equity nel settore energetico in Europa.....	68
4.5 Le fonti rinnovabili come nuovi obiettivi per gli investimenti di private equity e venture capital.....	83
4.6 La valutazione dei progetti nel settore dell'energia rinnovabile in Italia.....	84
4.6.1 L'analisi dei rischi.....	85
4.6.2 La valutazione dell'investimento e l'analisi di sensitività.....	86
<b>CONCLUSIONE.....</b>	<b>94</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>96</b>

## INTRODUZIONE

Il settore energetico è sempre più al centro delle politiche nazionali e comunitarie, nonché dell'interesse dei soggetti industriali e degli operatori finanziari. I diversi problemi legati alla sicurezza degli approvvigionamenti, l'aumento dei prezzi dei combustibili, l'inquinamento atmosferico, l'esaurimento delle risorse naturali, stanno spingendo sempre di più gli Stati ad investire in nuove tecnologie in campo energetico a minor impatto ambientale e a promuovere le fonti energetiche rinnovabili e l'efficienza energetica.

Negli ultimi anni si è registrato un crescente interesse per il settore energetico da parte di operatori privati tra cui i fondi di private equity.

Secondo una ricerca condotta da New Energy Finance<sup>1</sup> le attività di investimento dei private equity e venture capital nel settore dell'energia rinnovabile a livello mondiale sono state dell'ordine degli 8,6 miliardi di dollari nel 2006, in aumento del 69% rispetto ai 5,1 miliardi di dollari investiti nel 2005; i tre principali settori interessati sono l'eolico, il solare e i biocombustibili. Secondo un recente studio di una casa di consulenza britannica (Library House) [1] nel 2006 i fondi di private equity hanno investito in Europa in 102 diverse operazioni nel settore delle tecnologie energetiche a basso impatto ambientale, per un totale di 450 milioni di euro.

Il private equity ha grandi potenzialità nel settore infrastrutturale ed energetico, in quanto le caratteristiche degli investimenti (capital intensive, prevedibilità dei flussi di cassa, rendimento stabile e a lungo termine) ben si coniugano con le esigenze degli azionisti dei fondi.

Questa ricerca si pone l'obiettivo di analizzare l'interesse del private equity nel settore energetico e le possibili prospettive di sviluppo.

La prima parte dell'elaborato fornisce un'analisi del settore energetico mondiale, evidenziando le principali criticità e le principali previsioni di evoluzione del sistema energetico; in particolare si analizzano le potenzialità delle fonti rinnovabili. Nel contesto italiano si analizza la struttura del mercato energetico, evidenziando la necessità nei prossimi anni di una politica energetica mirata allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e dell'efficienza energetica.

La seconda parte analizza le operazioni di investimento del private equity nel settore energetico, evidenziandone i principali interessi e sviluppando delle ipotesi di evoluzione futura.

---

<sup>1</sup>Fonte: [www.newenergyfinance.com/](http://www.newenergyfinance.com/)

# 1 SCENARIO ENERGETICO MONDIALE

## 1.1 Domanda e offerta di fonti primarie di energia e andamento dei mercati

Il consumo mondiale di energia primaria nel 2005 è stato di 11,3 Gtep [2], prevalentemente sostenuto da combustibili fossili (per l'80,6%); in particolare circa il 34% dal petrolio, il 26% dal carbone, il 21% dal gas naturale. Le fonti rinnovabili coprono il 13% del fabbisogno mondiale, mentre l'energia nucleare circa il 6%.

	CONSUMO DI ENERGIA PRIMARIA (GTEP)							Emissione Gas Serra (Gt CO <sub>2</sub> )
	Carbone	Petrolio	Gas naturale	Totale Fossili	Nucleare	Rinnovabili	Totale	
<b>Anno 2005</b>								
<b>Paesi Sviluppati</b>	<b>1,1</b>	<b>2,1</b>	<b>1,2</b>	<b>4,4</b>	<b>0,6</b>	<b>0,3</b>	<b>5,3</b>	<b>12,6</b>
OCSE Nord America	0,6	1,1	0,6	2,2	0,2	0,2	2,6	6,5
OCSE Europa	0,3	0,7	0,5	1,5	0,3	0,1	1,9	4,0
OCSE Pacifico	0,2	0,4	0,1	0,7	0,1	0,0	0,8	2,1
<b>Paesi in via di sviluppo</b>	<b>1,6</b>	<b>1,3</b>	<b>0,6</b>	<b>3,5</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>4,7</b>	<b>10,3</b>
Asia	1,4	0,7	0,2	2,3	0,0	0,7	3,0	7,4
di cui :								
Cina	1,1	0,3	0,1	1,5	0,0	0,3	1,8	4,8
India	0,2	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,5	1,1
America Latina	0,0	0,2	0,1	0,3	0,0	0,1	0,4	0,9
Medio Oriente	0,0	0,3	0,2	0,5	0,0	0,0	0,5	1,2
Africa	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,3	0,7	0,8
<b>Paesi in transizione</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>1,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>2,6</b>
<b>Bunkeraggi internazionali</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>
<b>Totale Mondo</b>	<b>2,9</b>	<b>3,8</b>	<b>2,4</b>	<b>9,1</b>	<b>0,7</b>	<b>1,5</b>	<b>11,3</b>	<b>25,9</b>
<b>UE - 25</b>	<b>0,3</b>	<b>0,7</b>	<b>0,4</b>	<b>1,4</b>	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>1,8</b>	<b>3,8</b>

Tabella 1.1 Consumi di energia primaria nel mondo per fonte [2]

A partire dal 2004 i consumi di energia primaria nei paesi non appartenenti all'OCSE<sup>2</sup> hanno superato i consumi dei paesi più industrializzati, con un trend di crescita tra il 2003 e il 2005 del 5,5% medio all'anno, contro una crescita dei consumi nei Paesi OCSE dell'1% annuo [3]; come si vede dalla tabella 1.1, la Cina e l'India insieme coprono il 20% dei consumi di energia primaria mondiale.

<sup>2</sup> L'OCSE (Organizzazione per la Cooperazione e lo sviluppo economico) è costituita dai principali Paesi sviluppati dell'Europa, del Nord America, dall'Australia e dal Giappone. A livello internazionale si utilizza l'acronimo OECD (Organization for economic cooperation and development).

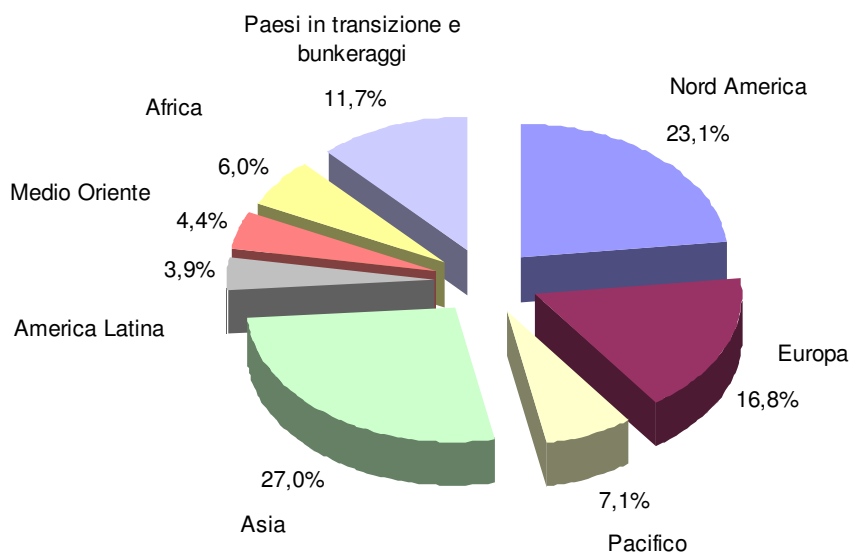


Figura 1.1 - Consumi di energia primaria per area geopolitica, anno 2005.  
Fonte: elaborazioni su dati AEEG [2].

Nei Paesi sviluppati e in Medio Oriente è prevalente l'utilizzo del petrolio, in Africa invece prevalgono le fonti rinnovabili (soprattutto le biomasse), in Asia prevale l'utilizzo di carbone.

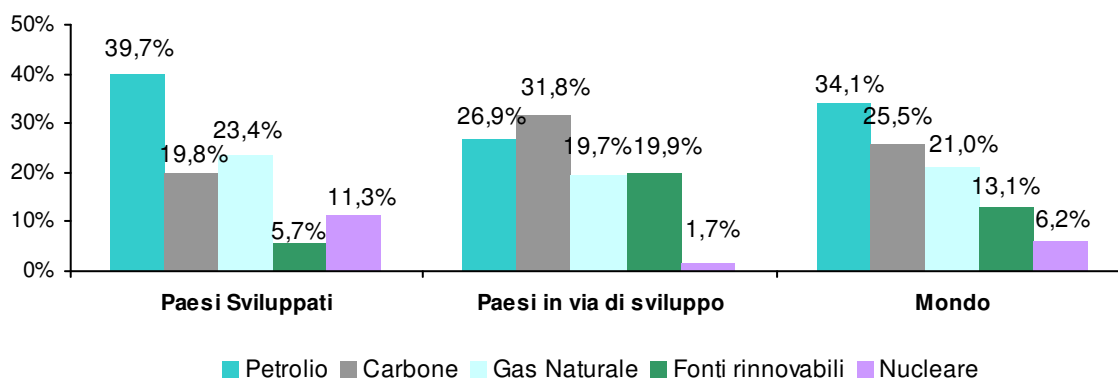


Figura 1.2 Consumi di energia primaria per fonte, anno 2005. Fonte: elaborazioni su dati AEEG [2]

## 1.2 Mercato internazionale del petrolio

La produzione mondiale di petrolio nel 2005 ha raggiunto 3.987 milioni di tep<sup>3</sup>, con un incremento dello 0,7% rispetto al 2004. L'incremento è relativo solo ai Paesi OPEC<sup>4</sup> e alla Russia, la produzione in tutti gli altri Paesi è diminuita dell'1,4% [3].

Attualmente la produzione mondiale di petrolio è suddivisa percentualmente come indicato in figura 1.3.

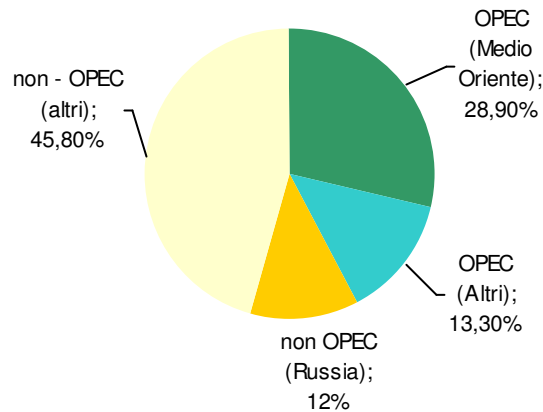


Figura 1.3 Produzione mondiale di petrolio [3].

I prezzi, nel corso del 2005 e 2006, hanno continuato a crescere, rimanendo per un lungo periodo al di sopra dei 70 \$/bbl, soprattutto a causa delle persistenti crisi produttive in Iraq e nel delta del Niger e delle crescenti tensioni tra l'Iran e la comunità internazionale. Ulteriori fattori che hanno spinto in alto i prezzi sono state le manovre geopolitiche per la nazionalizzazione dell'industria petrolifera in Venezuela e Bolivia, e gli interessi industriali delle multinazionali americane e anglo-olandesi nei giacimenti russi. Nel luglio 2006 il prezzo del petrolio ha sfiorato il picco degli 80 \$/bbl, per poi scendere progressivamente ad un valore di 74 \$/bbl come media nel mese di luglio, e arrivare a valori prossimi ai 60 \$/bbl a settembre e ottobre. Il rialzo dei prezzi a novembre e dicembre è legato al deprezzamento del dollaro e all'annuncio dei tagli nella produzione OPEC. A mantenere i prezzi bassi ha contribuito l'inverno mite dei primi mesi 2007. Successivamente il forte calo delle scorte e le persistenti tensioni internazionali hanno portato ad un rialzo dei prezzi, con un picco a novembre 2007 che ha sfiorato i 100 \$/bbl.

Le prospettive di lungo periodo dei prezzi e della produzione sono legate alla disponibilità di risorse petrolifere. La disponibilità accertata di risorse petrolifere a livello mondiale è tale da poter coprire la domanda ancora per molti anni<sup>5</sup>, ma servono nuovi investimenti nelle attività di esplorazione, di estrazione e di raffinazione.

<sup>3</sup> 1 tep = 4,18 \*10<sup>7</sup> kJ indicativamente pari a circa 7,3 barili di petrolio

<sup>4</sup> I Paesi dell'OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Country) sono attualmente: Algeria, Angola (dal 2007), Indonesia, Iran, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emirati Arabi, Venezuela

<sup>5</sup> Si stima che ci siano riserve certe ancora per una quarantina di anni [3]

Paese	mln di barili	% del totale
Arabia Saudita	264,3	21,9%
Iran	137,5	11,4%
Iraq	115,0	9,5%
Kuwait	101,5	8,4%
Emirati Arabi	97,8	8,1%
Venezuela	80,0	6,6%
Unione Sovietica	79,5	6,6%
Libia	41,5	3,4%
Kazakhstan	39,8	3,3%
Nigeria	36,2	3,0%
USA	29,9	2,5%
Canada	17,1	1,4%
Qatar	15,2	1,3%
Cina	16,3	1,3%
Messico	12,9	1,1%
Unione Europea	7,1	0,6%
OECD	79,8	6,6%
OPEC	914,6	75,6%

Tabella 1.2 Paesi con le maggiori riserve di petrolio.

Fonte: [www.borsainside.com/finanzainside/petrolio.shtm](http://www.borsainside.com/finanzainside/petrolio.shtm)

Alcune delle riserve petrolifere hanno oggi costi di accesso ancora troppo alti; inoltre molte delle riserve sono nazionalizzate e localizzate nell'area geopoliticamente instabile del Medio Oriente, e questo tende a frenare gli investimenti che hanno tempi di ritorno molto lunghi. Per quanto riguarda la raffinazione in tutti i principali mercati il tasso di utilizzazione degli impianti di raffinazione si mantiene su livelli elevati e l'incremento della capacità di raffinazione non riesce a seguire la crescita della domanda dei prodotti raffinati.

In questo contesto un elevato livello dei prezzi stimola gli investitori, ma spinge l'economia verso fonti alternative. L'Arabia Saudita che ha le maggiori scorte di petrolio ha interesse a mantenere i prezzi stabili, mentre gli altri Paesi del Medio Oriente tendono a massimizzare i profitti nell'immediato essendo le proprie riserve limitate. Per ora l'economia mondiale ha assorbito bene l'incremento dei prezzi del petrolio; se però i prezzi dovessero rimanere sopra i 60 \$/bbl per un tempo abbastanza lungo, i probabili effetti sarebbero innanzitutto quello di una frenata della crescita dell'economia di Cina e India, e poi l'incremento di politiche atte ad incentivare il risparmio energetico e i processi di sostituzione.

### **1.3 Mercato internazionale del gas naturale**

La produzione di gas naturale nel 2005 ha raggiunto i 2.335 Mtep con un incremento del 2% rispetto al 2004 [3].

La produzione è concentrata nei Paesi OPEC, Stati Uniti e Russia (v. fig. 1.4).



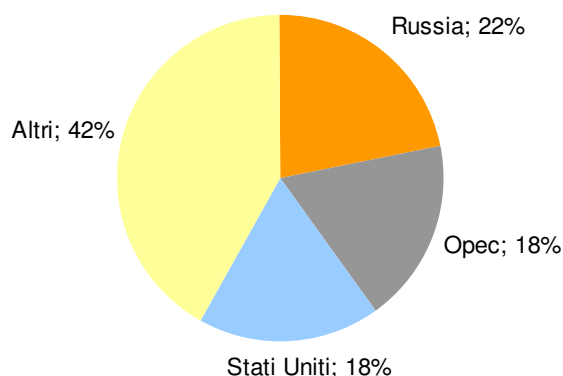


Figura 1.4 Produzione Mondiale di Gas Naturale [3]

Nota: nella voce altri sono compresi principalmente: la Cina, l'India, la Norvegia, l'Australia, il Canada, l'Egitto

L'Asia ha prodotto circa il 12% del gas naturale nel 2005; Cina e India coprono buona parte dei fabbisogni di gas naturale con la produzione interna.

Le riserve mondiali attualmente accertate stimano una copertura di circa 66 anni; i Paesi con le maggiori riserve sono la Russia e i Paesi del Medio Oriente.

	2000	2005	Cagr%
OCSE Nord America	798	764	-0,9%
OCSE Europa	468	547	3,2%
OCSE Pacifico	123	140	2,6%
<b>Totale OCSE</b>	<b>1.389</b>	<b>1.451</b>	<b>0,9%</b>
America Latina	97	127	5,5%
Asia Pacifico	176	270	8,9%
Medio Oriente	191	257	6,1%
Africa	57	73	5,1%
<b>Totale Paesi in via di sviluppo</b>	<b>521</b>	<b>727</b>	<b>6,9%</b>
Paesi ex URSS	567	610	1,5%
<b>MONDO</b>	<b>2.477</b>	<b>2.788</b>	<b>2,4%</b>

Tabella 1.3 Consumo mondiale di gas naturale per area geografica [2].

Nota: Cagr è l'acronimo di Compound Annual Growth Rate, ovvero il tasso di crescita annuale composto.

I prezzi sul mercato del gas naturale seguono l'andamento generale del prezzo del petrolio. Le modalità prevalenti di trasporto (gasdotto, metaniera, navi speciali per il GNL) rendono quello del gas un mercato particolare, con differenze di prezzo tra le varie regioni in funzione della struttura del mercato e della dipendenza dalle importazioni.

L'aumento del prezzo del petrolio si è trasferito nei prezzi del gas naturale in modo più attenuato; la correlazione esiste sia sul lato della domanda (sostituibilità tra gas naturale e

derivati del petrolio presso molti grandi utenti industriali) sia sul lato dell'offerta (arbitraggio tra produzione di petrolio e di gas presso molti produttori).

La struttura dei contratti prevalenti è di lungo termine indicizzati sul prezzo di prodotti petroliferi.

Nei prossimi anni si prevede un incremento del commercio mondiale di GNL e una serie di investimenti in tutta la catena di produzione del GNL, che renderanno gli scambi interregionali pari a quelli per condotta entro il 2030. I costi della catena dalla liquefazione alla rigassificazione tenderanno a diminuire, passando dagli attuali 500 \$ per tonnellata di capacità a 320 \$ nel 2020, riferiti ad una distanza di navigazione di 4.000 km. La convenienza del commercio di GNL piuttosto che di gas naturale per condotta è quella di poter consegnare il gas su lunghe distanze direttamente sul luogo di consumo; la distanza oltre la quale il trasporto di GNL è più conveniente rispetto al trasporto per condotta via mare o via terra è stimata essere di 3.000 km [3].

## 1.4 Mercato internazionale del carbone

Il consumo di carbone nel 2005 è aumentato del 5% sotto l'impulso della crescita dei consumi cinesi.

I consumi di carbone si concentrano prevalentemente nei Paesi asiatici (circa 50% dell'energia primaria da carbone), soprattutto la Cina assorbe circa il 38% dei consumi complessivi, mentre i Paesi sviluppati complessivamente assorbono il 37%.

Il carbone è utilizzato prevalentemente nel settore termoelettrico, anche se nei Paesi in via di sviluppo è utilizzato anche all'interno del settore industriale e del settore residenziale per il riscaldamento degli ambienti.

	1990	1995	2000	2005	Cagr%
<b>Paesi sviluppati</b>	<b>1.664</b>	<b>1.589</b>	<b>1.684</b>	<b>1.759</b>	<b>0,4%</b>
Nord America	763	798	899	913	1,2%
Europa	693	556	498	500	-2,2%
Pacifico	208	235	287	346	3,5%
<b>Paesi in via di sviluppo</b>	<b>1.227</b>	<b>1.548</b>	<b>1.606</b>	<b>2.373</b>	<b>4,5%</b>
America Latina	31	35	40	41	1,9%
Asia Pacifico	1.047	1.351	1.383	2.129	4,8%
di cui					
<i>Cina</i>	<i>804</i>	<i>1.051</i>	<i>1.008</i>	<i>1.635</i>	<i>4,8%</i>
<i>India</i>	<i>162</i>	<i>214</i>	<i>254</i>	<i>320</i>	<i>4,6%</i>
Medio Oriente	30	35	49	53	3,8%
Africa	119	128	134	151	1,6%
<b>Paesi ex URSS</b>	<b>462</b>	<b>289</b>	<b>255</b>	<b>268</b>	<b>-3,6%</b>
<b>MONDO</b>	<b>3.353</b>	<b>3.426</b>	<b>3.545</b>	<b>4.399</b>	<b>1,8%</b>

Tabella 1.4 Consumo di carbone dal 1990 al 2005 [2]

Negli ultimissimi anni il consumo di carbone è aumentato per effetto di politiche di diversificazione energetica; tuttavia l'impatto ambientale causato dall'utilizzo di carbone ne ha frenato la crescita dei consumi in Europa, nonostante le nuove tecnologie volte a ridurre le emissioni derivanti dall'impiego di carbone. In tutte le altre regioni non europee è invece aumentato l'impiego di carbone: oltre che in Asia sono significativi gli incrementi negli Stati Uniti, Russia e Australia.

Le riserve di carbone sono stimate essere sufficienti per un periodo di 160 anni [3], e sono distribuite in molte aree geopoliticamente sicure. Questo fatto insieme ai prezzi decisamente più contenuti rispetto a petrolio e gas naturale hanno portato il carbone ad essere considerato come una seria alternativa in molti Stati, dando inizio a studi e ricerche applicate per ridurre le emissioni da combustione.

### ***1.5 Le biomasse e le altre fonti primarie***

Le biomasse rappresentano il 10,4% dell'energia primaria consumata nel mondo, in particolar modo in alcune zone dell'Africa e dell'Asia è fondamentale per la sopravvivenza; nei Paesi sviluppati costituisce invece solo il 3,5% circa dei consumi totali [3].

In alcune aree geografiche la produzione di biomassa è ben oltre i limiti di riproduzione della capacità stessa, con conseguenti problemi di desertificazione, fragilizzazione dei suoli e alluvioni disastrose. In Europa e nei Paesi sviluppati invece la produzione è molto al di sotto delle potenzialità produttive, e questo giustifica gli incrementi registrati negli ultimi anni.

Altre fonti di energia primaria che contribuiscono a coprire i fabbisogni sono l'energia idroelettrica ed elettronucleare, ed in piccola misura l'energia eolica, fotovoltaica, geotermoelettrica.

Nei Paesi OCSE si registra il 74% dei consumi totali di energia primaria, grazie al rilevante contributo degli impianti nucleari; l'Europa assorbe una quota pari al 28%, mentre il Nord America assorbe il 29,5% e l'Asia il 22% [3].

La produzione di energia elettrica derivante da fonti energetiche primarie, non potendo essere stoccata o trasportata a lunghe distanze, avviene localmente. Nei prossimi anni si prevedono incrementi di produzione in Asia, per lo sfruttamento di grandi bacini idrici della Cina e per il programma nucleare dell'India, e in America Latina soprattutto per lo sfruttamento delle risorse idriche locali.

La produzione idroelettrica mondiale si concentra attualmente in Nord America e Asia (circa il 23% a testa), mentre l'Europa produce circa l'11% e l'America Latina il 23% [3].

La produzione di energia nucleare è invece concentrata negli Stati Uniti, Francia, Giappone e Germania, che complessivamente coprono l'84% della produzione mondiale. I Paesi dell'ex Unione Sovietica producono circa il 10% e la Cina circa il 2% [3].

## 1.6 L'impatto ambientale delle fonti energetiche

Le emissioni di gas serra derivanti dallo sfruttamento delle fonti energetiche costituiscono un serio problema oltre che per la qualità dell'aria, per i cambiamenti climatici in atto. Le emissioni di anidride carbonica sono passate da 20,4 miliardi di tonnellate all'anno del 1990 a 23 miliardi di tonnellate per anno nel 2000 e a circa 27 miliardi di tonnellate per anno nel 2005 [3]. L'assorbimento dell'anidride carbonica da parte degli oceani e degli ecosistemi terrestri sta progressivamente diminuendo, di conseguenza l'accumulo in atmosfera è progressivamente aumentato (v. tab. 1.5).

	CO <sub>2</sub> (ppm)	CH <sub>4</sub> (ppm)	N <sub>2</sub> O (ppb)
Concentrazione nel 2005	379,1	1.783	319,2
Concentrazione nel 2005 relativa al 1750	135,4%	254,7%	118,2%
Incremento assoluto 2004-2005	2,0	0,0	0,6
Incremento relativo 2004-2005	0,53%	0,0%	0,19%
Incremento medio annuo ultimi 10 anni	1,9	2,8	0,74

Tabella 1.5 Concentrazione di gas serra in atmosfera, anno 2005 [3]

Nell'ultimo secolo si è verificato un incremento della temperatura media globale di 0,65°C, più marcato negli ultimi 30 anni<sup>6</sup>, in maniera correlata all'aumento della concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera. Con l'aumento della temperatura terrestre è aumentata l'evaporazione degli oceani e l'umidità dell'aria, e sono aumentati i processi di condensazione e precipitazione, inducendo una maggiore estremizzazione della variabilità climatica.

Il problema dei cambiamenti climatici generato dalle attività umane rappresenta un rischio per l'ambiente e per l'umanità, e per questo tutti gli Stati singolarmente concordano sulla necessità di una strategia di mitigazione (Protocollo di Kyoto) che in funzione di un obiettivo di riduzione delle emissioni in atmosfera definisca con quali modalità arrivare all'obiettivo globale di riduzione (risparmio energetico, utilizzo di fonti non fossili, introduzione di sistemi di tassazione delle emissioni, valorizzazione dei costi esterni nella contabilizzazione dei costi energetici).

Se il sistema economico tenesse conto dei costi ambientali generati dalle fonti energetiche, si avrebbe una più rapida convergenza tra i costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti fossili.

---

<sup>6</sup> Secondo quanto riportato nell'Analisi 2006 dell'Enea [3], tale dato è confermato da 3 organismi internazionali indipendenti, quali la NOAA (National Oceanic and Atmosphere Administration), la NASA e lo UKMO (United Kingdom Met Office)

## 1.7 Potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili

La disponibilità delle fonti rinnovabili nel mondo è senza dubbio molto elevata, tale da superare notevolmente il fabbisogno energetico complessivo. Teoricamente quindi non ci sarebbero limiti allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

E' tuttavia importante valutare per ogni fonte l'impatto sul territorio, le barriere allo sviluppo sia di tipo tecnologico che socio-politico.

Ciò che sicuramente contribuirà allo sviluppo delle rinnovabili sarà il progresso tecnologico e la riduzione quindi dei costi. Le turbine eoliche come gli impianti idroelettrici hanno raggiunto ormai livelli di efficienza tali da competere con le fonti tradizionali.

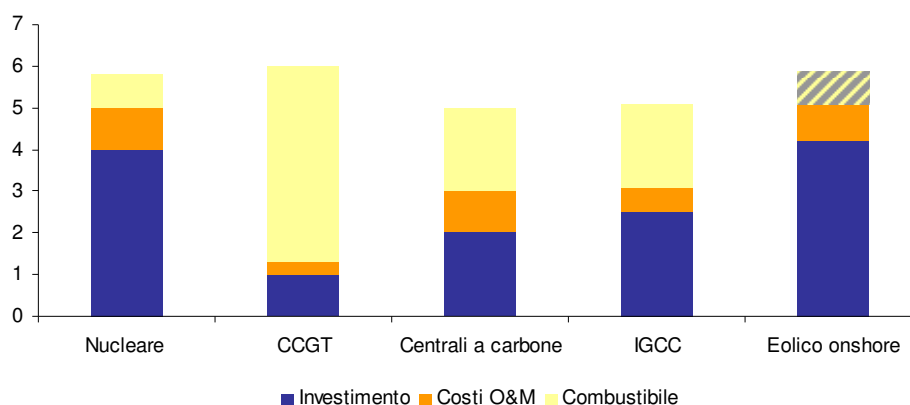


Figura 1.5 Costi di generazione per l'energia elettrica (\$ cents/kWh) [3]

I segnali di cambiamento sono in atto già da alcuni anni; le fonti rinnovabili cominciano ad essere considerate come un potenziale grande business. Le tecnologie che ispirano maggiori aspettative sono legate al settore fotovoltaico.

### 1.7.1 Il settore del fotovoltaico

L'industria del fotovoltaico è in una fase di crescita molto spinta: negli ultimi cinque anni il tasso medio di crescita del mercato è stato del 40%, grazie all'incremento della domanda di energia complessiva e agli incentivi a sostegno di questa tecnologia, che hanno spinto molti investitori privati nel settore.

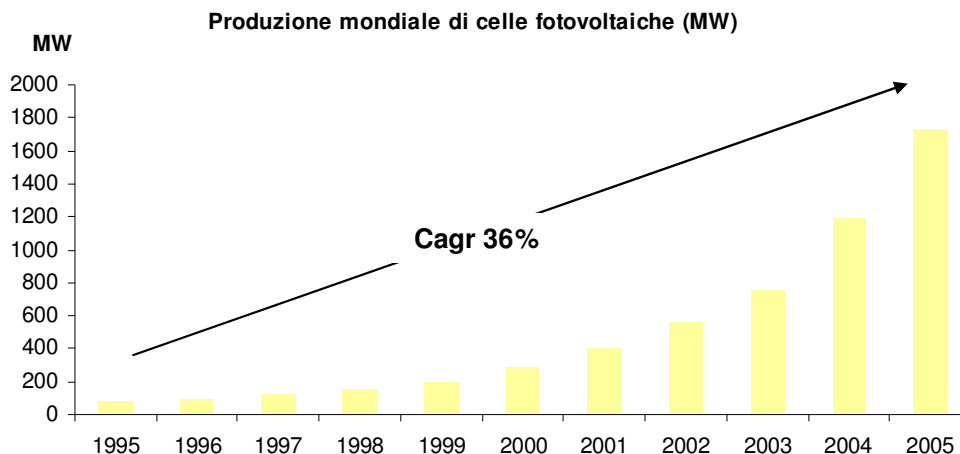


Figura 1.6 Evoluzione della produzione mondiale di celle fotovoltaiche. Fonte: Eurobserv'ER [4].

Nel corso del 2005 e 2006 la crescita di molte aziende del settore è stata sostenuta da capitali privati a seguito di operazioni di Initial Public Offerings (IPO). Dall'inizio dell'anno il PPVX Index<sup>7</sup>, ovvero l'indice delle azioni delle imprese del settore fotovoltaico curato da Photon, è cresciuto del 41,2%, circa 36 punti percentuali in più dell'indice delle aziende del settore petrolifero che si attesta su un + 5,6%<sup>8</sup>. Tra le aziende del settore quotate in borsa, le tre che hanno registrato il maggior incremento azionario dall'inizio dell'anno sono la cinese Trina Solar, la svizzera Meyer Burger Technology e la statunitense First Solar. La prima si occupa di produrre celle, wafer e moduli, la seconda produce macchine per il taglio dei wafer, la terza moduli a film sottili (v. fig. 1.7).

In Europa la capacità installata nel 2005 è stata di 645 MW (in crescita del 18,2% rispetto al 2004), arrivando ad avere una capacità complessiva sul territorio di 1.794 MW: la Germania, con circa 600 MW installati nel 2005 mantiene il primato mondiale per capacità installata. Le condizioni di mercato per il fotovoltaico sono sostanzialmente diverse in ogni Stato, per le differenti politiche energetiche e i programmi pubblici a supporto delle fonti rinnovabili.

<sup>7</sup> Attualmente il PPVX Index (Photon Photovoltaic Index) è costituito da 30 aziende quotate in borsa di diversi paesi. Per essere inclusi nel PPVX, oltre il 50% delle vendite della società nell'anno precedente deve riferirsi a servizi o prodotti legati al fotovoltaico.

<sup>8</sup> Fonte: [www.qualenergia.it](http://www.qualenergia.it)

STATO	Connesso alla rete (kW)	Non connesso alla rete (kW)	Totale (kW)
Germania	600.000	3.000	603.000
Spagna	18.700	1.500	20.200
Francia	5.800	567	6.367
<b>Italia</b>	<b>4.500</b>	<b>500</b>	<b>5.000</b>
Gran Bretagna	2.400	100	2.500
Austria	1.730	520	2.250
Olanda	2.000	100	2.100
Grecia	156	745	901
Portogallo	100	500	600
Belgio	502	-	502
Danimarca	300	50	350
Svezia	60	250	310
Finlandia	30	270	300
Cipro	235	45	280
Irlanda	-	200	200
Slovenia	112	4	116
Repubblica Ceca	111	3	114
Polonia	16	67	83
Lussemburgo	66	-	66
Ungheria	30	8	38
Malta	9	-	9
Estonia	-	1	1
Lattonia	-	1	1
Slovacchia	-	-	-
Lituania	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>636.857</b>	<b>8.431</b>	<b>645.288</b>

Tabella 1.6 Capacità installata negli Stati UE nel 2005. Fonte: Eurobserv'ER [4]

In Germania è previsto un contributo in tariffa per 20 anni che diminuisce annualmente del 5% per gli impianti domestici e del 6,5% per gli impianti industriali.

In Italia il nuovo conto energia funziona analogamente al sistema tedesco: il contributo in tariffa è garantito per 20 anni e diminuisce del 5% all'anno (dal 2007), e tiene conto tramite un correttivo dell'effetto inflativo. Nei primi tre trimestri di applicazione del conto energia sono stati autorizzati circa 380 MW dei 500 MW massimi previsti, da realizzare entro 18 mesi. Per i prossimi anni la capacità massima ammessa a beneficiare del sistema sarà di circa 85 MW all'anno.

Gli investimenti nel settore sono previsti in costante aumento e l'industria mondiale lavora a pieno regime: la concorrenza è fortissima, soprattutto a causa della mancanza di materie prime (attualmente esiste un problema di carenza di silicio, che si stima perdurerà almeno fino al 2008), e rende inevitabilmente più forti le aziende che ad oggi sono riuscite a stipulare contratti pluriennali di approvvigionamento con i fornitori e che consolideranno le proprie quote di mercato nei prossimi anni (non sono da escludere eventuali acquisizioni e aggregazioni nel settore).

Gli operatori della filiera sono concentrati in quattro aree geografiche: Europa, Stati Uniti, Giappone e Cina. In Europa i principali costruttori di sistemi fotovoltaici sono rappresentati in figura 1.7, dov'è riportato per ognuno il dato di produzione in MW del 2005 (nel solo mercato europeo), e la quota di mercato (relativa all'Europa):

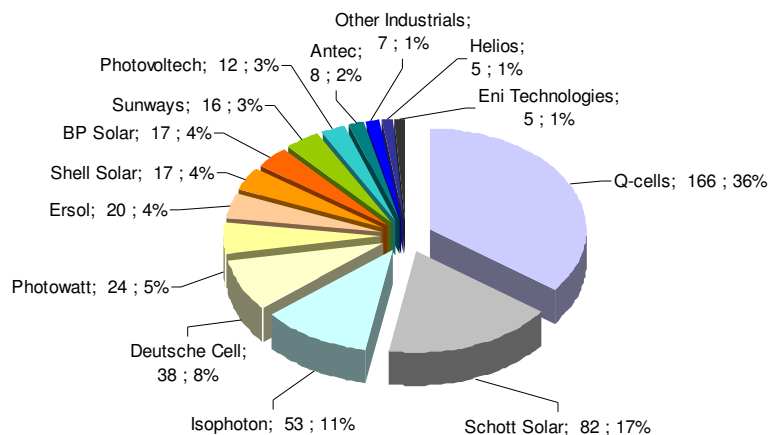


Figura 1.7 Produttori europei di sistemi fotovoltaici: produzione (in MW) e quota di mercato in Europa nel 2005 [5]

L'industria europea, nonostante il problema dell'approvvigionamento del silicio (che i concorrenti giapponesi invece non hanno), riesce ad essere forte sul mercato grazie alle strategie poste in atto dai vari operatori, dalle Joint Venture all'acquisizione di unità di produzione dei competitor che lasciano il mercato, e la creazione o estensione di nuove unità produttive in Europa e all'estero. In seguito all'ingresso nel mercato di operatori cinesi e taiwanesi, diventati in poco tempo tra i primi produttori mondiali, l'industria europea ha seguito un processo di riorganizzazione.

Q-Cells è stata nel 2006 l'unica industria europea capace di sostenere i ritmi di crescita imposti dalla Sharp, con una produzione di 160 MW (85 MW in più rispetto al 2005). La strategia di Q-cell è stata quella di creare una Joint Venture con l'azienda americana Evergreen Solar che ha brevettato una nuova tecnologia, String Ribbon™, in grado di produrre celle e moduli fotovoltaici con il 30% di silicio in meno<sup>9</sup>. A novembre 2006 l'azienda norvegese REC, la più grande produttrice di silicio e wafer policristallino, si è unita all'operazione garantendo all'Evergreen Solar sicurezza nell'approvvigionamento.

La Schott Solar ha invece acquisito da RWE Solution la sua partecipazione nell'ex RWE Schott Solar, prendendone il totale controllo. Schott Solar ha prodotto circa 95 MW nel 2005 (di cui 82 MW in Europa) posizionandosi al 6° posto nel mondo dei produttori.

Un'altra importante azienda, BP Solar ha incrementato la produzione di celle fotovoltaiche investendo in Spagna, negli Stati Uniti e in Australia.

Shell Solar ha invece venduto al Gruppo tedesco Solarworld, parte della sua attività di produzione di cilindri, wafer, celle e moduli fotovoltaici. Il Gruppo Solarworld era già presente nel mercato della produzione di celle con la società Deutsche Cell, e nella

<sup>9</sup> Con questa tecnologia due cavi ad alta temperatura vengono fatti scorrere verticalmente attraverso una sottile superficie di silicio fuso. Il silicio fuso si fissa tra i due cavi e si solidifica formando una stringa. Le stringhe che si formano, srotolate da una bobina, raggiungono una lunghezza finale di circa un metro e vengono sottoposte a più tagli in modo da ottenere più fette di silicio da sottoporre a trattamenti chimico-fisici che portano alle celle fotovoltaiche. Mentre con i metodi di produzione tradizionali servono 11 g di silicio per produrre 1 Wp, con la tecnologia String Ribbon™ ne bastano 7 [Fonte: sito web Enerpoint].



produzione di moduli con la società Solar Factory. L'acquisizione delle attività della Shell Solar porteranno il Gruppo tedesco ad operare sul mercato statunitense.

La tecnologia attuale è prevalentemente basata sull'impiego del silicio, la cui disponibilità influisce sui costi dei componenti principali. L'evoluzione tecnologica ha permesso in questi anni di ridurre notevolmente i costi, sia attraverso l'automatizzazione della produzione che ha permesso di incrementare la produttività e la qualità dei prodotti, che attraverso ricerche sui materiali e i processi.

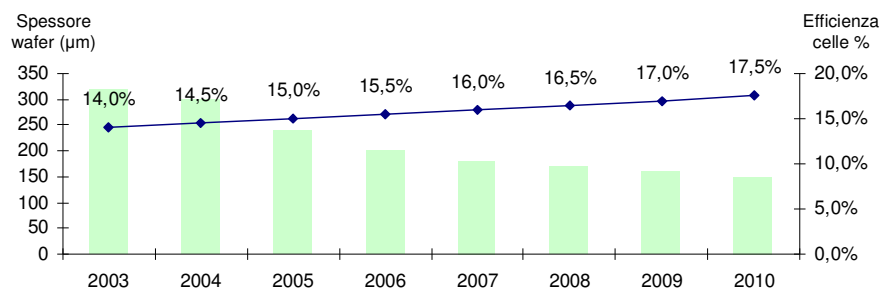


Figura 1.8 Evoluzione dello spessore dei wafer e dell'efficienza delle celle [6]

L'efficienza di conversione per il silicio monocristallino è aumentata dal 16,5% al 20% (si prevede di raggiungere il 22%); l'efficienza di conversione per il silicio policristallino è aumentata dal 14,5% al 18% (si prevede di arrivare al 20%). Le ultime ricerche nel settore dei materiali, hanno portato all'impiego di film sottili, costituiti da materiali fotosensibili che hanno costi bassi e necessitano di processi di lavorazione meno costosi.

Un interessante studio dell'EPIA<sup>10</sup>[6] analizza l'evoluzione della tecnologia e dei costi ed elabora uno scenario al 2025 dello sviluppo dell'industria fotovoltaica (v. fig. 1.9).

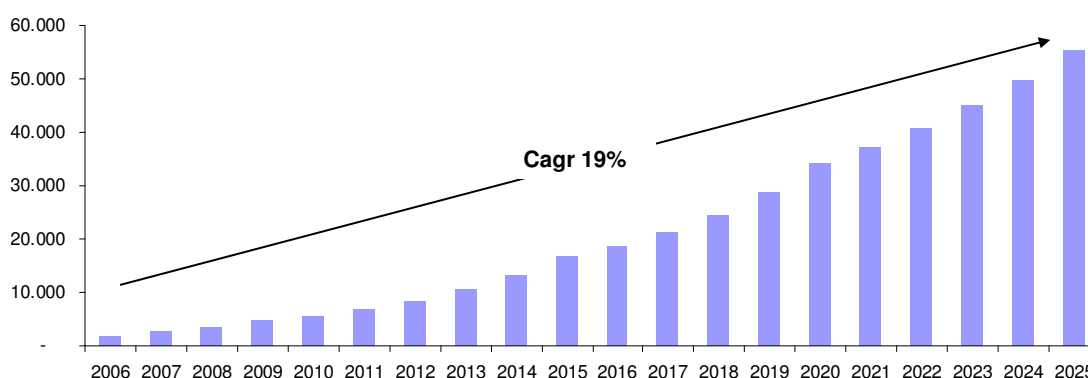


Figura 1.9 Previsioni sulla crescita delle installazioni di impianti fotovoltaici fino al 2025 [6]

### 1.7.2 Il settore eolico

La tecnologia su cui si basa la conversione di energia eolica in energia elettrica è tra le più antiche, e negli anni è migliorata tanto da raggiungere un elevato livello di efficienza

<sup>10</sup> EPIA: European Photovoltaic Industry Association

rispetto alle altre tecnologie a fonti rinnovabili, tanto da far crescere l'utilizzo di energia eolica più di altre fonti.

Nel 2006 sono stati installati impianti eolici per circa 14,9 GW nel mondo. I cinque Stati che hanno installato più di 1.000 MW sono nell'ordine Stati Uniti, Germania, India, Spagna e Cina.

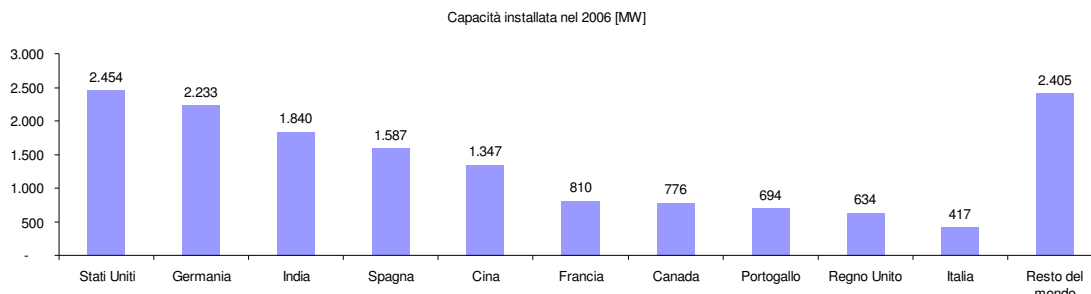


Figura 1.10 Capacità installata nel 2006 in alcuni Stati [7]

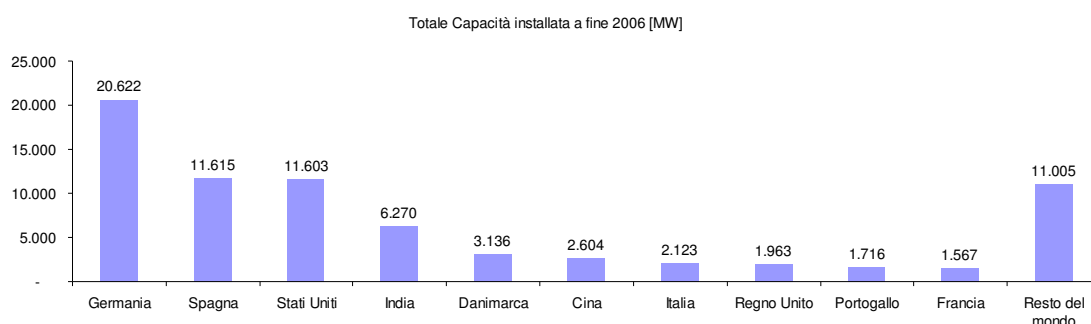


Figura 1.11 Totale capacità installata a fine 2006 [7]

L'energia eolica copre attualmente l'1% del fabbisogno energetico mondiale. Considerando l'accelerazione con cui cresce l'impiego di questa tecnologia, il World Wind Energy Council prevede di arrivare nel 2010 con una capacità installata di circa 113.000 MW in uno scenario base, e di circa 154.000 MW in uno scenario di forte sviluppo; uno scenario intermedio che considera tutte le politiche di supporto per le energie rinnovabili pianificate nel mondo, considerando raggiungibili gli obiettivi prefissati dai singoli Stati nazionali, prevede di arrivare al 2010 con circa 136.000 MW installati. I tre scenari presuppongono investimenti cumulativi nel settore eolico dal 2007 al 2010 compresi tra 39 e 80 miliardi di euro (considerando 1 milione di euro per ogni MW installato) [8].

La dinamica attuale mostra come nei prossimi anni l'industria eolica si svilupperà maggiormente negli Stati Uniti, in Canada, in Cina ed in India, in attesa di una vigorosa crescita nei Paesi latino-americani e nel resto dei Paesi asiatici.

Secondo le stime dell'EWEA<sup>11</sup> l'Europa dovrebbe raggiungere nel 2010 una potenza cumulativa installata variabile tra 75.000 MW e 110.000 MW mentre per l'industria eolica italiana il dato dovrebbe essere compreso tra 4.000 MW e 7.000 MW, molto variabile soprattutto a causa dei ritardi autorizzativi [9].

<sup>11</sup> EWEA European Wind Energy Association

Il fatturato dell'industria eolica mondiale ha raggiunto circa 13 miliardi di euro nel 2006. La crescita registrata soprattutto negli ultimi anni è legata ad una molteplicità di fattori:

- la convenienza economica del business: per alcuni parchi eolici ben posizionati, la redditività dell'investimento si avvicina a quella delle centrali elettriche tradizionali, grazie anche ai continui miglioramenti tecnologici che hanno ridotto il costo del kWh prodotto con pale eoliche
- la sicurezza di approvvigionamento e la prevedibilità dei flussi di cassa
- gli incentivi.

La dimensione sempre crescente dei progetti ha spinto sul mercato nuovi player con un'elevata capacità di accesso a fonti di finanziamento. Un grande cambiamento è stato l'entrata nel settore delle utilities che hanno diversificato ulteriormente il proprio portafoglio di attività investendo nella produzione elettrica, anche come partner in joint venture.

In Europa il più grande investimento in impianti eolici da parte di una utility è stato quello della spagnola Iberdrola. Nel 2006 la dimensione dei parchi eolici di proprietà della Iberdrola è passata dai 634 MW a 4.100 MW. Tale incremento è dovuto anche alla fusione con UK Scottish Power. Per i prossimi 3 anni Iberdrola ha annunciato investimenti nel settore delle rinnovabili di 3.250 milioni di euro, focalizzati soprattutto sull'eolico. Continuerà la sua scalata nel settore con US Utility FPL (Florida Power & Light), che possiede la maggiore quota di capacità eolica installata nel mondo. Nel 2006 Iberdrola aveva incrementato il reddito operativo lordo della sola divisione rinnovabili del 32,6%, a cui l'eolico ha contribuito per 555,6 milioni di euro (+19,5% rispetto all'anno precedente). Il risultato è stato conseguito grazie alle economie di scala legate a grossi ordini, a partnership con Gamesa (di cui ha una partecipazione del 17%) e all'esperienza nel settore energetico.

Altre grandi utilities hanno investito nel settore eolico, tra cui ENEL in Italia e in Spagna, Energias de Portugal, attiva in Spagna e Portogallo, e Endesa, la più grande utility spagnola.

Tra le più grandi utilities europee, EDF è entrata nel business eolico attraverso una partecipazione del 50% in EDF Energies Nouvelles, con SIIF come partner. Da metà 2006 ha installato 789 MW e ha presentato progetti di sviluppo in Europa e negli Stati Uniti.

La Vattenfall ha concentrato la sua attività eolica in Svezia, e possiede parchi eolici onshore per 458 MW. Sta attualmente lavorando a progetti offshore, avendo acquisito la Kriegers Flak wind farm in Svezia e una partecipazione del 30% al progetto Borkum Rifgrund da 360 MW in Germania, e altre wind farm offshore in costruzione nel nord Europa.

Oltre alle utilities, anche aziende operanti nel settore elettrico della generazione, soprattutto in quello della costruzione di impianti, e compagnie come la Shell, hanno investito in progetti eolici. Anche piccoli gruppi di investitori sono interessati a finanziare progetti su scala locale.

Uno dei trend più rilevanti del settore è la crescita del numero di operatori coinvolti nel mercato dell'eolico, che va ad incrementare il livello di competizione per ogni progetto.

Secondo uno scenario elaborato dall'EWEA [9] sulla base di numerosi studi scientifici, al 2030 l'energia eolica potrebbe soddisfare il 22% del fabbisogno elettrico europeo, installando circa 300 GW.

Le maggiori aziende produttrici continuano ad investire in ricerca e sviluppo per garantire migliori prestazioni ed un'affidabilità maggiore, oltre che per sviluppare tutte le competenze necessarie per consentire ai parchi eolici offshore di poter competere al meglio nonostante i maggiori costi di installazione e connessione alla rete.

Il mercato dei produttori di campi eolici è dominato da pochi grandi player che dominano incontrastati. Il mercato presenta elevate barriere all'entrata a causa dei grandi investimenti richiesti, e il notevole vantaggio tecnologico e dimensionale acquisito dai grossi produttori.

L'azienda danese Vestas è leader del mercato con una quota pari al 30% del mercato mondiale, segue la General Electric (18%), la Enercon e la Gamesa (entrambe 13%) [9].

In Italia non esiste un'industria nazionale di produttori di tecnologia per il settore eolico, e il principale stabilimento produttivo presente sul nostro territorio è di proprietà della danese Vestas attraverso la sua controllata Vestas Italia. Lo stabilimento è localizzato a Taranto e produce turbine da 850 kW destinate al mercato mondiale, con una capacità produttiva di 400 MW annui ed oltre 500 dipendenti.

I grandi produttori di turbine sono in una fase di rapida crescita, e concentrati nella riduzione dei costi di produzione attraverso economie di scala, innovazione tecnologica e delocalizzazione produttiva nei Paesi a più basso costo del lavoro. I tassi di crescita attesi sono legati alle aspettative di crescita del settore, e nel caso di aziende quotate in borsa tali aspettative sono riflesse nel valore di borsa, come si vede dalla performance dei titoli di alcune tra le aziende quotate del settore, tra il 2006 e il 2007 (v. tab. 1.7).

Società	Quotazioni			Ebitda Margin	
	giu-06	giu-07	Delta %	2005	2006
Vestas	159,5	359,0	125,1%	2,4%	12,0%
Repower	44,3	126,9	186,3%	n.d.	n.d.
Nordex	11,3	27,1	139,4%	3,8%	5,8%
Gamesa	16,7	26,1	56,3%	18,9%	17,1%
Clipper	300,0	850,0	183,3%	-416,5%	-353,1%

Tabella 1.7 Principali valori di borsa di alcune delle società quotate che operano nel settore della costruzione di impianti eolici. Fonte: dati storici di quotazione su Yahoo Finance; Bilanci 2006 e siti web società

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica dal vento, tra le società quotate le principali aziende sono Enertad del Gruppo Erg, EDF Energies Nouvelles, Theolia, Renewable Energy Generation, l'americana Welwind Energy International e la canadese Naikun Wind Development.

Società	Quotazioni			Ebitda Margin	
	giu-06	giu-07	Delta %	2005	2006
Enertad	3,1	4,0	27,2%	24,7%	60,8%
EDF Energies Nouvelles	33,5	45,7	36,6%	18,5%	27,5%
Theolia	13,2	24,2	83,0%	-23,2%	-6,7%
Renewable Energy Generation	118,5	113,0	-4,6%	-7,0%	-8,1%

Tabella 1.8 Principali valori di borsa di alcune delle società quotate che operano nel settore della generazione da energia eolica. Fonte: dati storici di quotazione su Yahoo Finance; Bilanci 2006 e siti web società

Anche nel caso dei produttori di energia eolica, i prezzi di borsa scontano le aspettative di crescita del settore. Si evidenziano dei margini percentuali più elevati a conferma della redditività associata alle attività di sviluppo e gestione dei campi eolici.

### 1.7.3 Il settore biomasse

Si definisce biomassa qualsiasi sostanza organica derivante direttamente o indirettamente dalla fotosintesi clorofilliana. Si può trattare di residui agro-forestali, scarti agro-industriali, o di colture dedicate.

Dalla fermentazione dei vegetali ricchi di zuccheri, come canna da zucchero, barbabietole e mais, spesso prodotti in quantità superiori al fabbisogno, si può ricavare l'etanolo o alcool etilico che può essere utilizzato come combustibile per i motori a combustione interna, in sostituzione della benzina. Dalle oleaginose (quali girasole, colza, soia) si può ottenere per spremitura e successiva esterificazione il biodiesel.

Tramite opportuni procedimenti è inoltre possibile trasformare le biomasse di qualsiasi natura in BTL (biomass to liquid), un biodiesel ottenuto appunto da materiale organico di scarto o prodotto appositamente con colture dedicate.

Oltre ai vegetali coltivati, anche i rifiuti vegetali e liquami di origine animale possono essere sottoposti a fermentazione anaerobica (in assenza di ossigeno). La biomassa viene chiusa in un digestore nel quale si sviluppano microorganismi che con la fermentazione dei rifiuti formano il biogas. Questo può essere usato come combustibile utilizzabile per il riscaldamento e per la produzione di energia elettrica.

Con il termine bioenergia si indica la produzione di energia attraverso l'uso delle biomasse.

In alcuni paesi si stanno sperimentando coltivazioni pilota di vegetali a crescita veloce da utilizzare per produrre energia, ad esempio per alimentare piccole centrali.

La biomassa può essere considerata una forma di energia ad emissione zero in quanto l'anidride carbonica rilasciata durante il processo di conversione energetica è pari all'anidride carbonica assorbita dalla biomassa durante il suo ciclo di vita.

I processi di trasformazione della biomassa consistono nella trasformazione del vettore energetico passando da una forma solida caratterizzata da bassi valori della densità energetica in vettori liquidi o gassosi caratterizzata da un'elevata densità energetica, e più facilmente utilizzabili e flessibili. La scelta del processo avviene in base alle caratteristiche proprie della biomassa; ad esempio se un materiale ha un elevato contenuto in carbonio e ridotta umidità, è adatto ad essere direttamente ossidato per ottenere calore, se invece il

tenore di azoto e di acqua è elevato, è più adatto a subire un processo biochimico da cui si ottengono metano e anidride carbonica (v. tab. 1.9).

	<b>TERMOCHIMICI</b>	<b>BIOCHIMICI</b>
RAPPORTO CARBONIO/AZOTO	>30	<30
CONTENUTO DI UMIDITA'	<= 30%	> 30%
BIOMASSE INDICATE	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Legna e derivati</li> <li>•Sottoprodotti colturali di tipo ligno.cellulosico</li> <li>•Alcuni scarti di lavorazione</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Colture acquatiche</li> <li>•Sottoprodotti colturali</li> <li>•Reflui zootecnici</li> <li>•Scarti Agroindustriali</li> </ul>

Tabella 1.9 Esempi di processi termochimici e biochimici in relazione alla tipologia di biomasse [10]

Ogni tipologia di biomassa richiede una specifica filiera di lavorazione prima di arrivare all'impianto dove è sottoposta al processo di trasformazione energetica. Nello schema di fig. 1.12 sono sintetizzate alcune filiere utilizzabili.

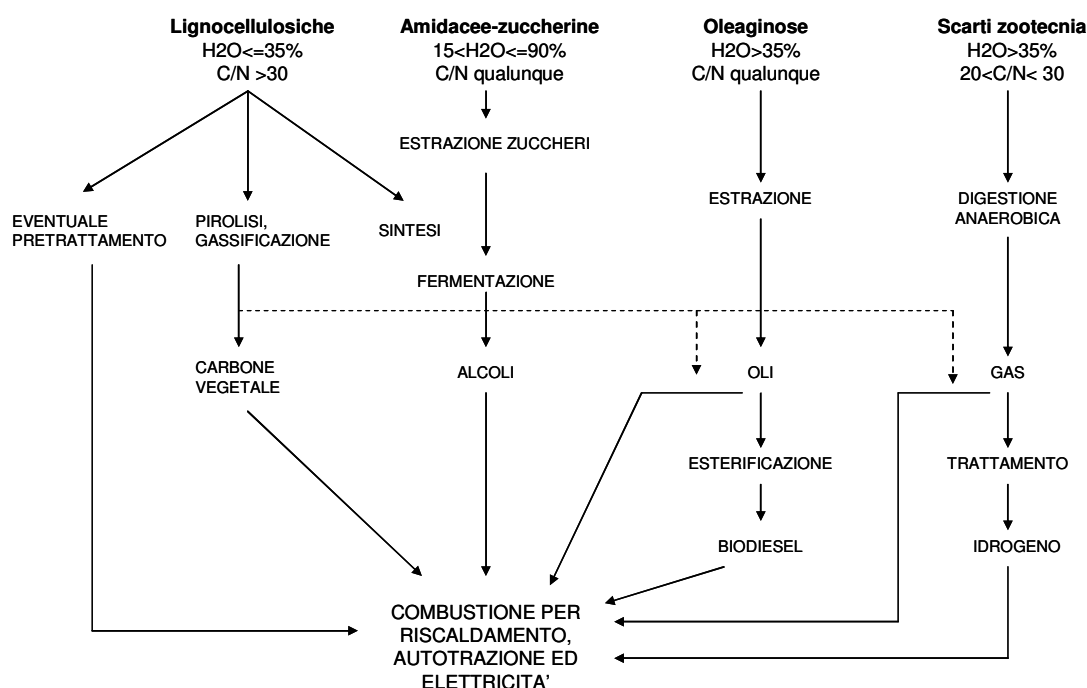


Figura 1.12 Schema delle principali filiere [10]

All'interno della filiera ci sono diverse criticità, che rendono oggi discutibili i vantaggi derivanti dallo sviluppo delle biomasse. Proprio la presenza delle criticità a vari livelli della filiera rendono difficile uno studio di fattibilità dettagliato: il ritorno economico dell'investimento in impianti a biomasse è diverso a seconda del contesto, dell'efficienza di gestione della filiera, delle forme di finanziamento e di sostegno (sia economico che burocratico/amministrativo).

Dal punto di vista tecnico-economico l'intero processo di lavorazione delle biomasse deve avvenire localmente: la bassa densità energetica delle biomasse rispetto ai combustibili fossili, rende molto elevata l'incidenza del costo di trasporto sul kWh finale prodotto.

Inoltre sia la scelta di coltivazioni dedicate che l'uso di scarti agro-industriali comporta diverse considerazioni. L'uso di scarti agro-industriali rappresenterebbe la soluzione più conveniente sia dal punto di vista tecnico che ambientale, in quanto si tratta sostanzialmente di trasformare uno "scarto/rifiuto" in energia; se il costo della materia prima è nullo (anzi sarebbe un costo evitato per il produttore dello scarto lo smaltimento dello stesso), ci sono diversi costi da sostenere per il trattamento per l'eliminazione delle impurità, l'essiccamento, ed altri trattamenti che ne rendano l'impiego compatibile con il tipo di impianto scelto. Altre considerazioni sono di natura strategica legate alla continuità e sicurezza degli approvvigionamenti, legati all'andamento del settore industriale da cui proviene la materia prima (fenomeni di delocalizzazione delle strutture produttive in altre aree, fenomeni legati alla naturale concorrenza del mercato, ecc.) e così via.

Per quanto riguarda l'utilizzo di coltivazioni dedicate, le considerazioni da fare sono relative alla sostenibilità ambientale ed economica. Ogni coltura deve essere valutata in termini di resa energetica e di costi per la sua produzione (legati sia alla superficie occupata, che alle tecniche di raccolta e lavorazione, all'acqua ed alle altre sostanze da impiegare nel processo), oltre che rispetto al bilancio energetico complessivo. Il rilevante fabbisogno di acqua per molte colture energetiche rappresenta poi un elemento molto critico.

Per valutare correttamente il rendimento energetico delle diverse colture dedicate è necessario considerare il fabbisogno energetico delle diverse fasi dalla semina al raccolto, alle fasi di lavorazione; il tipo di terreno influenza molto queste variabili per cui si hanno dei valori di input energetico indicativi, variabili da un minimo ad un massimo riferiti a zone geografiche generalmente dedicate a questo tipo di coltivazioni. A seconda del tipo di biomassa che si prende in considerazione si possono avere diversi indicatori di produttività energetica (v. tab. 1.10 ÷ 1.12).

Pianta	Input	Output	Output / Input	Produttività Energetica kg/GJ
Miscanto	18,6	257,0	13,8	1.511
Arundu	17,9	616,0	34,4	2.087
Pioppo (high)	16,3	415,0	25,5	1.356
Pioppo (low)	11,1	323,0	29,1	1.556

Tabella 1.10 Bilancio energetico colture da biomassa [10]

Pianta	Input	Output	Output / Input	Guadagno GJ/ha
Frumento	15-30	12-59	0,8 - 2,1	-2,9 - 33,6
Orzo	10-28	14-51	1,1 - 2,0	0,8 - 29,1
Mais	25-40	47-124	1,3 - 3,1	6,8 - 84,6
Barbabietola	25-60	80-153	2,9	47,3 - 111,4

Tabella 1.11 Bilancio energetico colture da biodiesel ed etanolo, GJ/ha [10]

Coltura	Granella (ton/ha)		Olio		Energia Specifica (MJ/kg)		Output (GJ/ha)			Bilancio Energetico		
	min	max	Percent. %	Prod. (t/ha)	Seme	Olio	Seme	Olio	Panelli	Rapporto Out/Inp	Seme Out - Inp (GJ/ha)	Granella Out - Inp (MJ/kg)
Girasole	0,3	3,1	35 - 40%	0,1 - 1,2	24,0	37,4	7,2 - 74,4	3,7 - 44,9	3,5 - 29,5	1,1 - 2,7	1,7 - 65,4	-2,2 - 17,2
Colza	0,8	3,8	40 - 48%	0,3 - 1,8	27,2	38,4	21,7 - 103,4	11,5 - 69,1	10,2 - 34,3	0,6 - 2,0	-5,8 - 37,4	-19,3 - 12,1
Soia	2,9	4,6	18 - 20%	0,5 - 0,9	20,5	36,4	59,5 - 94,3	18,2 - 32,8	41,3 - 61,5	4,0 - 2,7	44,5 - 59,3	15,3 - 12,9

Tabella 1.12 Bilancio energetico colture oleifere [10]

L'impatto delle coltivazioni sull'ambiente è un tema da approfondire; sicuramente per avere una situazione equilibrata l'utilizzo della biomassa proveniente da coltivazioni dedicate non può essere più intensivo del ritmo di crescita della stessa; il ciclo di rotazione delle coltivazioni incide sulla qualità del terreno, quindi nel caso di coltivazioni con un ciclo di rotazione lungo è alto il rischio di desertificazione. Un'ulteriore considerazione per i biocarburanti riguarda alcune delle coltivazioni da cui provengono, come il frumento o il mais, che sono sempre state utilizzate per l'alimentazione (sia umana che degli animali); il loro impiego come biocombustibili può entrare in conflitto con il loro tradizionale impiego, concorrendo ad un incremento della domanda che incide sul prezzo finale. In molti casi un eccessivo costo di tali prodotti sul mercato rende conveniente l'importazione della biomassa da Paesi in via di sviluppo dove le enormi superfici dedicate alle colture energetiche creano economie di scala in grado di rendere competitivo sul mercato mondiale la materia prima nonostante i notevoli costi di trasporto. I casi di successo di colture energetiche sono caratterizzati dallo sfruttamento di risorse presenti in loco o compatibili con il territorio. In Italia come in Europa, le colture energetiche più diffuse sono di tipo lignocellulosico, sia per la grande disponibilità di aree forestali, che per una consolidata esperienza nell'organizzazione della filiera. In Italia l'esperienza è limitata a poche realtà soprattutto in Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige, dove in vicinanza delle aree di produzione di biomassa si sono costruiti dei comparti energetici ben dimensionati sia rispetto al flusso di materia prima disponibile che rispetto al soddisfacimento del fabbisogno energetico locale.

A prescindere da questi elementi critici, da considerare all'interno di qualsiasi studio di fattibilità, i vantaggi soprattutto di natura strategica di lungo periodo derivanti dallo sviluppo della biomassa e dei biocombustibili, hanno fatto registrare a livello mondiale un interesse crescente verso le colture energetiche, che offrono una valida alternativa ai combustibili fossili tradizionali soprattutto nel settore dei trasporti.

Il leader mondiale nella produzione di biocombustibile è il Brasile, il più grande produttore mondiale di zucchero ed etanolo. La maggior parte dell'etanolo prodotto è consumato sul mercato domestico dove sta avvenendo una vera rivoluzione del trasporto: la benzina usata nel Paese è mescolata per il 20% con etanolo, mentre la metà delle auto brasiliane (c.d. flex fuel) possono utilizzare fino al 100% di etanolo [11]. Va notato che la percentuale di mix nella benzina era in precedenza del 25%, abbassata al 20% per far fronte alla domanda estera che è aumentata tanto da rendere convenienti le esportazioni. Il Brasile esporta già l'etanolo in Asia, ed è partner strategico del Giappone nei suoi programmi di conversione delle auto a etanolo. Le esportazioni in Europa e negli USA sono un tema ancora complesso soprattutto riguardo ai dazi sulle importazioni.



Gli USA hanno reso obbligatorio l'uso di una nuova miscela di benzina che includa il 10% di etanolo; ciò è in parte criticato da molti sul lato del miglioramento ambientale, in quanto l'etanolo è prodotto dal mais, una coltivazione che richiede molta energia in tutte le fasi di trasformazione.

In Europa esistono invece prospettive di sviluppo per il biodiesel, dato che oltre il 50% dei veicoli è alimentato da gasolio; una miscela di biodiesel e gasolio porterebbe quindi ad un calo dei consumi del petrolio, oltre che una riduzione delle emissioni. La Direttiva Europea sui biofuel del 2003 prevedeva una quota di biofuel del 2% per il 2005, salendo fino al 5,75% nel 2010. L'obiettivo per il 2005 non è stato raggiunto (si è arrivati a circa l'1,4%) ma gli incentivi fiscali dovrebbero incrementare la produzione nei prossimi anni. L'Europa ha però il problema della disponibilità di terreni e biomasse da dedicare alla produzione di bioetanolo; le colture alimentari dovrebbero essere sacrificate per diventare colture energetiche. Una soluzione possibile potrebbe essere rappresentata da una partnership con un Paese emergente in grado di soddisfare il fabbisogno europeo.

A livello mondiale lo scenario che si preconfigura è l'incremento dei prezzi sia dello zucchero che del mais, legato ai programmi nazionali di Stati importanti come Giappone e USA che prevedono l'incremento della percentuale di etanolo da miscelare con la benzina. L'equilibrio dei prezzi dovrebbe essere garantito da mirate politiche agricole ed energetiche, prediligendo per la produzione di biocombustibili scarti agricoli, colture lignocellulosiche e colture non utilizzate in campo alimentare.

## 2 SCENARIO ENERGETICO IN ITALIA

### 2.1 Analisi della domanda e dell'offerta di energia in Italia

In Italia la produzione di energia elettrica deriva per circa il 72% da centrali termoelettriche, il 14% deriva da fonti rinnovabili, la restante quota al netto delle esportazioni e degli autoconsumi è importata.

	TWh	%		TWh	%
Produzione Termoelettrica	252,4	71,6%	Servizi produz.	12,7	54,7%
Produzione idroelettrica	42,5	12,1%	Pompaggi	9,4	40,5%
Prod. Eolica, fv, geot.	7,5	2,1%			
Importazione	50,2	14,2%	Esportazione	1,1	4,7%
<b>Prod. + Importazione</b>	<b>352,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>Esportazione e autoconsumi</b>	<b>23,2</b>	<b>100,0%</b>
Fabbisogno (consumi + perdite)	329,4				
Produzione Lorda	<b>302,4</b>	(al netto delle importazioni)			

Tabella 2.1 Bilancio nazionale energia elettrica anno 2005. Fonte: Terna [12]

La produzione di energia elettrica in Italia copre circa l'85% del fabbisogno; il 72% dell'energia elettrica è prodotta attraverso combustibili importati per oltre l'80%, come si evince dalla tabella 2.2 che sintetizza il bilancio energetico dei combustibili per l'esercizio 2005.

	Produzione Termoelettrica GWh	tep/'1000	kcal/kWh lordo	Consumo interno lordo, tep/'1000	% tep settore termoelettrico su consumo interno lordo	Import-Export, tep	% Import-Export su consumo interno lordo
Solidi	43.606,3	10.159	2.330	17.038,0	59,6%	16.374	96,1%
Gas Naturale	149.258,6	25.284	1.694	71.169,0	35,5%	60.278	84,7%
Gas Derivati	5.836,9	1.276	2.185				
Prodotti Petroliiferi	35.846,3	7.881	2.199	85.244,0	9,2%	79.470	93,2%
Altri combustibili (solidi)	16.123,7	3.426	2.125				
Altri combustibili (gassosi)	1.284,6	314	2.444				
<b>Totale</b>	<b>251.956,4</b>	<b>48.340</b>					<b>84,80%</b>
Vapore endogeno	5.324,5						
Altre fonti	1.116,8						
	<b>258.397,7</b>						

Tabella 2.2 Bilancio energetico combustibili, esercizio 2005. Fonte: Terna [12]

Nota: il consumo interno lordo si riferisce al totale dei combustibili impiegati in Italia in tutti i settori (riscaldamento urbano, trasporti, industria, agricoltura, settore termoelettrico).

La percentuale di indipendenza dell'Italia nella produzione di energia elettrica risulta essere del 25% (di cui il 14,2% è proveniente da fonti rinnovabili).

L'utilizzo dei prodotti petroliferi nel settore petrolchimico sta gradualmente scomparendo; l'unico settore nel quale continuerà ad essere il combustibile prevalentemente impiegato è il settore dei trasporti.

Le attuali politiche energetiche nazionali sono fortemente orientate all'impiego di gas naturale.

Sul fronte degli investimenti è già avviato il processo di rinnovo degli impianti termoelettrici, che contribuirà ad aumentare l'efficienza dell'intero sistema. Sono in forte ritardo gli investimenti nelle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di gas, da cui dipende il ruolo dell'Italia come hub europeo del gas naturale.

## **2.2 Il settore dell'energia elettrica**

### **2.2.1 Regolamentazione del settore**

La Direttiva CEE 92/96, recepita in Italia dal D. Lgs. 79/99 (Decreto Bersani), ha disposto la liberalizzazione dell'attività di produzione, importazione ed esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica: dal 1° gennaio 2003 nessun soggetto può produrre e importare più del 50% dell'energia prodotta e importata sul mercato nazionale. E' stata quindi disposta la dismissione da parte di Enel SpA di 15.000 MW tramite la costituzione di Elettrogen, Eurogen e Interpower (le "GenCos"). La costituzione delle GenCos ha dato vita, in seguito a nuove imprese che operano attualmente nel libero mercato.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG) ha poteri di regolamentazione settoriali relativi alla determinazione delle tariffe, ai livelli di qualità dei servizi, alla tutela degli interessi di utenti e consumatori e al corretto funzionamento dei meccanismi concorrenziali del mercato.

Le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sono riservate allo Stato e attribuite in concessione a Terna.

L'attività di distribuzione si avvale della rete di distribuzione locale a media e bassa tensione sulla base di una concessione del Ministero delle Attività Produttive. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del Decreto Bersani continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal MICA aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Allo scadere di tale termine, il servizio è affidato sulla base di gare da indire.

Il Decreto Bersani consente a chiunque abbia disponibilità di energia di svolgere l'attività di vendita, introducendo, inoltre, la figura del grossista (o *trader*), operatore di mercato che acquista elettricità all'ingrosso per rivenderla ai clienti finali senza svolgere le altre attività della filiera. Dal lato della domanda, il Decreto Bersani ha introdotto la suddivisione dei clienti in *clienti idonei* - ammessi ad acquistare energia elettrica nel libero mercato – e *clienti vincolati*, che non rientrano nei parametri di consumo previsti nelle soglie di idoneità e che, pertanto, possono acquistare energia elettrica solo dal distributore che esercita il servizio nell'area di appartenenza. Dall'entrata in vigore del Decreto Bersani la fascia di accesso all'idoneità è stata progressivamente ampliata fino al pieno raggiungimento della liberalizzazione. A decorrere dal 1° luglio 2007 è stata conferita l'idoneità a tutti i clienti

finali (art. 14, comma 5, Decreto Bersani). L'idoneità non determina tuttavia il passaggio automatico del cliente dal mercato vincolato al mercato libero, in quanto tale passaggio deve avvenire attraverso una scelta volontaria del cliente finale che ha la facoltà di rimanere nel mercato vincolato ad una tariffa stabilita dall'AEEG.

Ai sensi del Decreto Bersani, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito GRTN)<sup>12</sup> ha costituito il Gestore del Mercato Elettrico (di seguito GME), divenuto operativo l'8 gennaio 2004, al quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra produttori e assicurare la disponibilità di un adeguato livello di potenza. La Borsa Elettrica, partita in forma transitoria il 1° aprile 2004, gestisce i programmi di immissione e di prelievo sulla rete, attraverso un sistema di compravendita per via telematica che definisce prezzo e quantità di ogni *megawatt* offerto o richiesto dagli operatori autorizzati. Ai sensi del Decreto Bersani, il GRTN ha costituito l'Acquirente Unico (di seguito AU), società alla quale è stato affidato il compito di assicurare ai *clienti vincolati* la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, nonché di parità di trattamento, anche tariffario, su tutto il territorio nazionale.

Il quadro normativo del settore elettrico è tuttora in evoluzione per l'attività di continuo adeguamento alla disciplina comunitaria e in, particolare, per quella di implementazione di alcune norme della Direttiva 03/55.

La filiera dell'energia elettrica è composta dalle seguenti fasi:

- Produzione e Importazione
- Trasmissione
- Distribuzione
- Vendita

Le società che producono energia elettrica la vendono a prezzi che nascono dalla libera contrattazione tra le parti; i canali di vendita sono quattro: la Borsa elettrica, i grossisti, i grandi clienti idonei finali e l'AU. Si tratta di un'attività non regolata da tariffe e quindi i margini nascono dalla differenza tra costi di produzione dell'energia e prezzi di vendita.

Le vendite ai grandi clienti idonei possono essere effettuate direttamente dai produttori, in tal caso la filiera è corta; più frequentemente i produttori cedono l'energia alle società di vendita del gruppo a cui appartengono, oppure ai grossisti o sulla Borsa elettrica, e successivamente essa giunge al cliente idoneo.

L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è venduta al Gestore del Sistema Elettrico (di seguito GSE), che gestisce il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

L'elettricità prodotta viene trasmessa attraverso la rete nazionale ad alta e altissima tensione gestita da Terna (Terna ha acquisito nel 2004 il ramo d'azienda del GRTN

---

<sup>12</sup> Il GRTN (attualmente GSE, Gestore del Sistema Elettrico) operava inizialmente nella gestione e sviluppo della rete elettrica nazionale; con l'operazione, avvenuta il 1 novembre 2005, di cessione a Terna Spa del ramo di azienda che si occupa della gestione e dello sviluppo della rete elettrica nazionale, la società ha cambiato denominazione da GRTN a GSE, ed attualmente si concentra sulla promozione ed incentivazione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili.

relativo a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete elettrica, al fine della riunificazione tra proprietà e gestione della rete).

L'AU, garante della fornitura di energia elettrica sul mercato vincolato, acquista l'elettricità da varie fonti, anche organizzando aste, e la rivende ai distributori che a loro volta la cedono ai clienti vincolati. Il compito dell'AU è di assicurare a tali clienti (essenzialmente domestici) la fornitura di energia elettrica, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, in modo da estendere anche a loro i vantaggi del processo di liberalizzazione del settore.

L'attività di distribuzione consiste nella trasformazione dell'energia elettrica mediante le cabine primarie (AT/BT), le cabine secondarie (MT/BT) e i trasformatori, nel trasporto dell'energia elettrica attraverso reti di distribuzione costituite da linee aeree e/o linee in cavo e nella consegna di energia elettrica agli utenti finali. Il gestore del servizio di distribuzione opera al dettaglio in regime di monopolio in una determinata area geografica, è quindi obbligato ad assicurare un servizio a tutti gli utenti, sia idonei che vincolati.

Le tariffe stabilite dall'AEEG per le attività regolamentate, per la copertura dei costi di gestione e la remunerazione del capitale investito, sono calcolate sulla base di parametri fissati all'inizio di ogni periodo regolatorio, e tengono conto degli oneri e degli investimenti sostenuti dall'intero sistema elettrico nazionale. Inoltre l'AEEG impone il recupero di efficienza sui costi (il price cap). La redditività generata dalla gestione dei servizi regolati deriva dalla remunerazione del capitale investito e da eventuali efficienze di gestione che permettono un recupero dei costi maggiore del price cap fissato dall'AEEG.

### **2.2.2 Il mercato dell'energia elettrica in Italia**

Nel 2005 la domanda di energia elettrica è stata di 329,4 TWh.

Come si vede dalla tabella 2.1, il maggior contributo al soddisfacimento della domanda di energia elettrica viene dalla produzione termoelettrica.

Il contributo prevalente alla produzione elettrica viene da Enel, con circa il 39% della produzione nazionale; tra il 2004 e il 2005 si è però verificata per Enel una perdita della quota di mercato soprattutto a favore di Eni, Endesa Italia e Tirreno Power.

I primi sei gruppi di rilevanza nazionale coprono l'80% circa della generazione elettrica. Risulta molto modesto il contributo da parte di aziende multiutility (v. fig. 2.1).

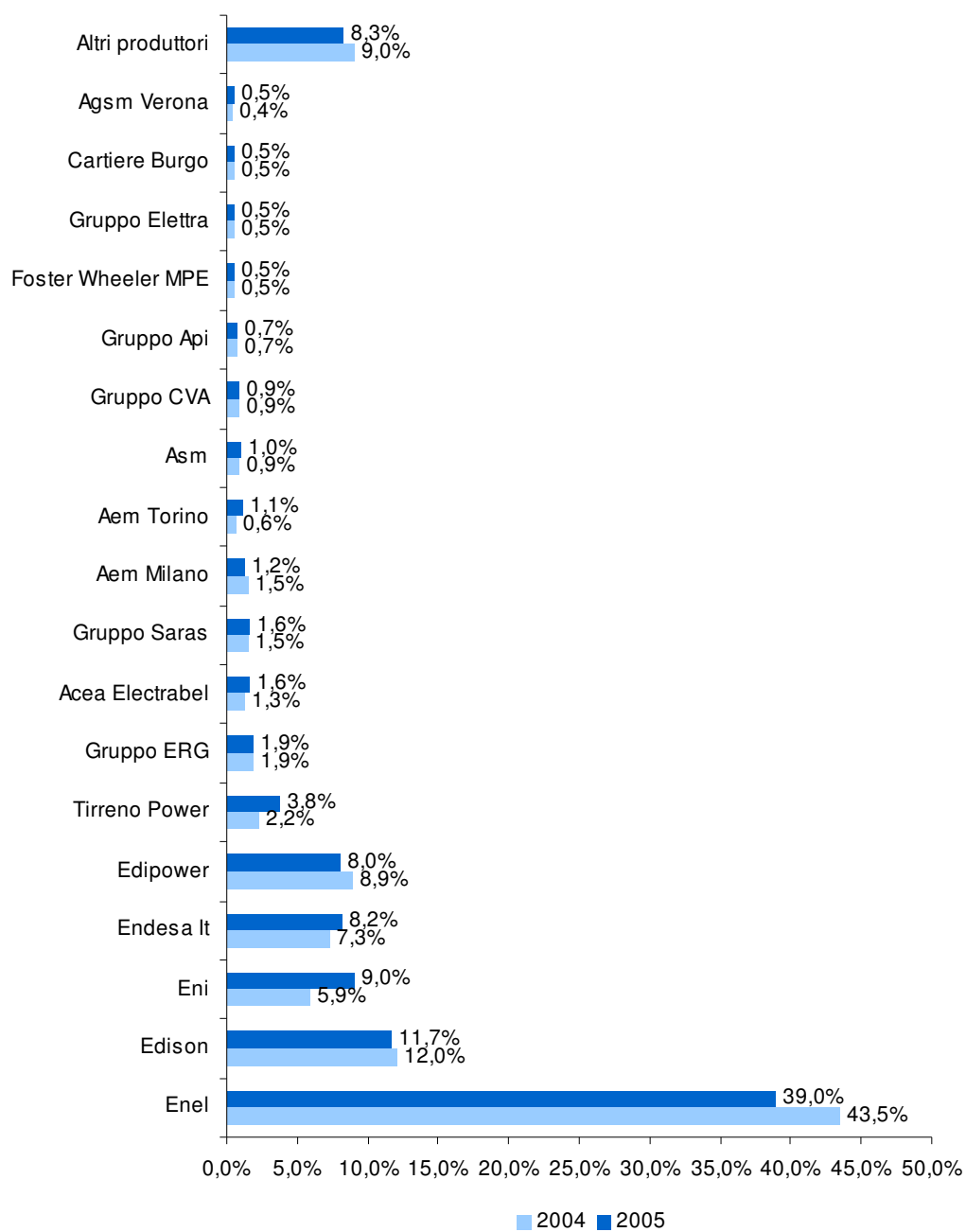


Figura 2.1 Produttori Energia Elettrica 2005, fonte: AEEG [13]

	Termoelettrica	Rinnovabile	Idroelettrica	Totale Capacità (MW)
Enel	28.020 64,6%	991 2,3%	14.363 33,1%	43.374 100,0%
Edipower	7.870 91,4%	0,0%	740 8,6%	8.610 100,0%
Edison	5.702 80,5%	264 3,7%	1.120 15,8%	7.086 100,0%
Endesa It	5.465 84,3%	0,0%	1.017 15,7%	6.482 100,0%
Eni	5.121 100,0%	0,0%	0,0%	5.121 100,0%
Tirreno Power	2.428 97,5%	63 2,5%	0,0%	2.491 100,0%

Tabella 2.3 Capacità installata (MW) al 2005 per i principali operatori, fonte: AEEG [13]

La dotazione impiantistica è prevalentemente basata su fonti tradizionali (carbone, gas naturale e prodotti petroliferi), come si evince dalla tabella 2.4 che mostra il contributo di ciascuna fonte alla produzione termoelettrica.

	Produzione Termoelettrica GWh	% sul Totale della Produzione
Solidi	43.606	16,8%
Gas Naturale	149.259	57,4%
Gas Derivati	5.837	2,2%
Prodotti Petroliferi	35.846	13,8%
Altri combustibili (solidi)	16.124	6,2%
Altri combustibili (gassosi)	1.728	0,7%
<b>Totale</b>	<b>252.400</b>	<b>97,1%</b>
Vapore endogeno	5.325	2,0%
Altre fonti	2.176	0,8%
	<b>259.900</b>	<b>100,0%</b>

Tabella 2.4 Contributo delle fonti energetiche alla produzione termoelettrica. Fonte: rielaborazione su dati di produzione nazionale elettrica 2005 Terna [12]

Le fonti rinnovabili più sfruttate risultano essere l'energia idroelettrica (il principale operatore è l'Enel) e l'energia eolica (il maggior produttore nazionale è il gruppo IVPC). Il settore della generazione da biomassa, biogas e rifiuti si caratterizza per una presenza più significativa di imprese di minori dimensioni.

La rete di trasmissione nazionale (RTN) trasporta l'energia elettrica prodotta dalle centrali italiane e quella proveniente dall'estero nelle diverse zone del Paese.

Il saldo dei movimenti di energia sul territorio nazionale e tra Italia e estero nel 2005 (v. tab. 2.1) evidenzia la necessità di importare grandi quantità di energia dall'estero e di

sfruttare la rete al massimo della sua capacità, a causa della penuria di potenza di alcune zone del Paese. Nel periodo 2004 e 2005 sono iniziati gli interventi previsti dal Piano di Sviluppo della RTN 2004, ed è stato aggiornato anche il Piano di Sviluppo della rete al 2005, al fine di aumentare la consistenza della RTN incrementando la capacità di trasformazione e la capacità di importazione alla frontiera settentrionale.

Per quanto riguarda la distribuzione di energia elettrica, il decreto n. 79/99 ha dato il via ad un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale.

Per quanto riguarda la vendita di energia elettrica sul mercato finale, i principali operatori sono Enel, A2A, Iride, Acea, Sorgenia, Eni e altre utilities italiane (ognuna delle quali concentra le proprie vendite nella propria area territoriale).

Alcune delle società di vendita hanno propri impianti di produzione elettrica, o detengono partecipazioni nelle GenCos. Lo sviluppo delle vendite per le aziende operanti nel settore è molto legato alla disponibilità di materia prima a prezzi competitivi, pertanto la linea strategica seguita dalle più grandi società di vendita è quella di creare partnership con operatori a monte della filiera, per potersi assicurare approvvigionamenti a migliori condizioni.

Nel grafico di fig. 2.2 è illustrata la stima della domanda di energia elettrica per settore di attività. I dati del 2004 e del 2005 derivano dalle statistiche di Terna, per gli anni successivi si ipotizza una crescita media del PIL dell'1,5% e la costanza dell'intensità elettrica.

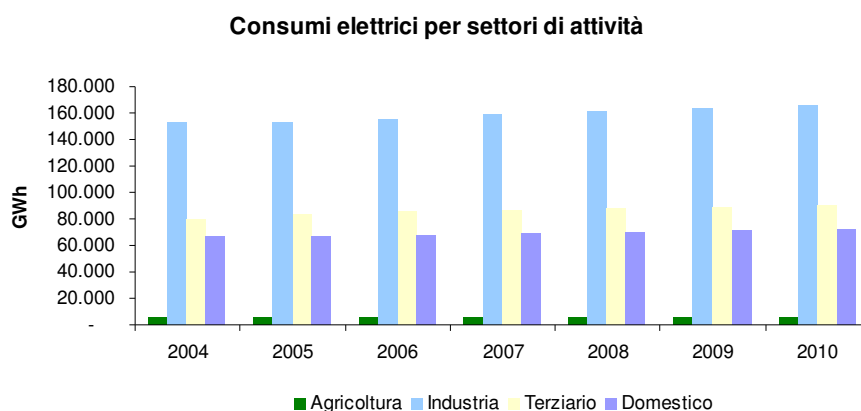


Figura 2.2 Consumi elettrici per settore di attività. Fonte: dati 2004 e 2005 Terna [12], dal 2006 rielaborazione dati Ministero delle Attività Produttive [14]

### 2.2.3 Il parco di generazione termoelettrico

Lo sviluppo del parco italiano di produzione termoelettrica è stato caratterizzato da una profonda trasformazione delle tecnologie utilizzate e delle risorse primarie impiegate:



l'ondata di investimenti degli ultimi anni si è focalizzata quasi esclusivamente sulla tecnologia a ciclo combinato a gas naturale (CCGT) ad alta efficienza che risulta infatti maggiormente conveniente rispetto alle altre tecnologie competitive, quali per esempio, gli impianti a vapore a condensazione alimentati da polverino di carbone e con caldaie del tipo Ultra-Super-Critico (USC).

Lo sviluppo del parco di generazione è stato caratterizzato da una dinamica differente nelle diverse zone geografiche italiane. In un primo periodo (dal 2002 al 2004), l'attuazione dei progetti di conversione delle preesistenti centrali convenzionali in impianti a ciclo combinato e l'installazione dei nuovi CCGT ha interessato prevalentemente il Nord Italia.

In un secondo periodo, dal 2005 ad oggi, la nuova capacità entrante si è localizzata soprattutto nel Sud Italia ed in particolare in Calabria.

La maggior parte dei nuovi progetti di generazione autorizzati sono stati sviluppati dalle utilities del settore (ENI, Enel Produzione, Edison e municipalizzate), ed i nuovi operatori apparsi sulla scena sono prevalentemente società straniere direttamente o in joint ventures con utilities italiane (E.ON, Endesa/ASM, EGL/Hera, Electrabel/ACEA).

L'evoluzione attesa del parco di generazione italiano dipenderà dai molteplici fattori: le quotazioni di borsa, l'eventuale aumento delle importazioni di elettricità, o la possibilità di esportazione verso Paesi esteri interconnessi, lo sviluppo delle infrastrutture di connessione, lo snellimento degli iter autorizzativi, il prezzo del gas e degli altri combustibili, l'impatto del meccanismo di Emission Trading, l'incentivazione e il conseguente sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili.

## ***2.3 Il settore del gas***

### **2.3.1 Regolamentazione del settore**

La filiera del gas naturale è composta dalle fasi di:

- Esplorazione e produzione
- Trasporto
- Stoccaggio e dispacciamento
- Distribuzione
- Vendita

L'approvvigionamento del gas avviene sia dalla produzione nazionale (circa il 20% del fabbisogno) che da importazioni.

La produzione, ossia l'estrazione del gas dal sottosuolo, è un'attività libera ed il principale operatore nazionale è l'ENI. Anche l'importazione è un'attività libera nella quale i maggiori operatori nazionali sono ENI, Enel ed Edison. Il D.Lgs. 164/00 (Decreto Letta), con cui è stata liberalizzata l'attività di importazione del gas, ha previsto che a partire dal 2002 ciascun gruppo societario non possa produrre o importare più del 75% dei consumi

nazionali di gas naturale su base annuale; il limite diminuisce ogni anno di una percentuale fino ad arrivare ad un limite fissato al 2010 del 61%.

L'attività di trasporto a lunga distanza avviene su rete ad alta pressione. Il gas viene preso in carico presso i punti di consegna, situati in connessione con le linee di importazione e con centri di produzione e di stoccaggio dislocati in Italia, e quindi trasportato fino ai punti di consegna connessi alle reti di distribuzione locale e alle grandi utenze industriali e termoelettriche. Si tratta di un'attività di interesse pubblico e quindi regolata; la rete di trasporto in Italia, incluse le relative infrastrutture e servizi (centrali di compressione e impianti di decompressione, sistemi di telecontrollo e trasmissione dati, centro di dispacciamento), è posseduta dalla Snam Rete Gas (Gruppo ENI) che controlla anche l'unica (ad oggi) centrale di rigassificazione del gas naturale liquido (GNL).

Il servizio di stoccaggio riguarda la gestione del gas per compensare le variazioni giornaliere o stagionali dei consumi. E' anch'essa un'attività regolata per la quale è prevista una tariffa fissata dall'AEEG essendo gestita in quasi monopolio dalla Stogit (Gruppo Eni).

La distribuzione consiste nel trasporto del gas attraverso reti locali a media e bassa pressione fino agli allacciamenti dei clienti finali: è un'attività regolata e può essere esercitata su concessione dell'ente locale e le tariffe sono fissate dall'AEEG.

La vendita concerne infine la cessione del gas ai clienti finali, i quali sono liberi di scegliere il proprio fornitore. E' un'attività libera e anche i prezzi sono liberi. L'AEEG ha però previsto condizioni economiche limite a tutela del cliente. Oltre a queste attività va ricordata quella di vettoriamento che consiste nel trasporto del gas da un punto ad un altro della rete, operato su richiesta del proprietario del gas, a fronte di un compenso.

I costi e gli investimenti sostenuti per la gestione delle attività regolate sono remunerati in tariffa secondo meccanismi stabiliti dall'AEEG. I principali driver di aggiornamento delle tariffe sono il recupero di efficienza imposto alle aziende di distribuzione (il price cap) e la componente di remunerazione sul capitale investito. La redditività generata dalla gestione dei servizi regolati deriva dalla remunerazione del capitale investito e da eventuali efficienze di gestione che permettono un recupero dei costi maggiore del price cap fissato dall'AEEG.

### **2.3.2 Il mercato del gas naturale in Italia**

I consumi di gas naturale nel 2005 sono stati di circa 84 Mld di m<sup>3</sup>, con un incremento del 7,1% rispetto al 2004 dovuto principalmente a fattori climatici.

La maggior parte della domanda è soddisfatta dalle importazioni che coprono circa l'85% dei consumi complessivi.

Bilancio del gas naturale 2005 (Miliardi m3)	
Produzione nazionale netta	11,5
Importazioni nette	72,6
Prelievi da stoccaggi	1,1
<b>Totale Disponibilità</b>	<b>85,2</b>
Acquisti da operatori nazionali	52,4
da ENI	22
da ENEL	6,5
da EDISON	5,5
da Altri	18,4
Cessioni ad altri operatori	52,1
Trasferimenti netti	-0,8
Consumi e perdite	1
<b>Vendite e autoconsumi finali</b>	<b>83,4</b>
Generazione elettrica	33,6
Domestico, commercio, industria	49,8

Tabella 2.5 Bilancio del gas naturale in Italia nel 2005. Fonte: AEEG [13]

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta di anno in anno: lo scenario energetico tendenziale presentato dal Ministero delle Attività produttive prevede una crescita annua del fabbisogno di gas naturale del 2,5% circa tra il 2005 e il 2020 [14].

Attualmente i principali Paesi da cui l'Italia importa gas naturale sono l'Algeria (37%) e la Russia (32%). Le importazioni dal Nord Europa (prevalentemente Paesi Bassi e Norvegia) rappresentano in totale il 23% circa. Infine vi sono le importazioni dalla Libia e da altri paesi non appartenenti all'UE (in totale 7,6%). L'attività di approvvigionamento è effettuata in larga parte attraverso contratti pluriennali di tipo take or pay.

Il settore della produzione è dominato da ENI che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria (84,1%) rispetto ai suoi concorrenti. Soltanto altre tre società nel 2005 hanno raggiunto una quota di produzione nazionale prossima al 2%: Edison, Shell Italia e Gas Plus Italiana.

La distribuzione di gas è un'attività altamente frammentata per la presenza di molteplici operatori.

Il settore degli acquisti e vendita all'ingrosso nel 2005 ha visto operare circa 60 grossisti, che hanno complessivamente venduto 110,5 Mld m<sup>3</sup>, di cui 51,9 ad altri intermediari e 58,6 a clienti finali. L'operatore più importante si è confermato ENI, che nel 2005 ha registrato un significativo aumento dei volumi venduti per l'incorporazione di Italgas Più nella Divisione Gas&Power.

La domanda di gas naturale è suddivisibile in 4 principali tipologie di usi: gli usi del settore industriale (somma degli usi dell'industria e degli usi non energetici), gli usi civili (residenziali e terziario), gli usi termoelettrici, e altri usi (nel settore dei trasporti e dell'agricoltura).

Il grafico di fig. 2.3 riporta la segmentazione dei consumi finali di gas naturale nei diversi settori negli anni 2004 e 2005.

### Composizione impieghi finali

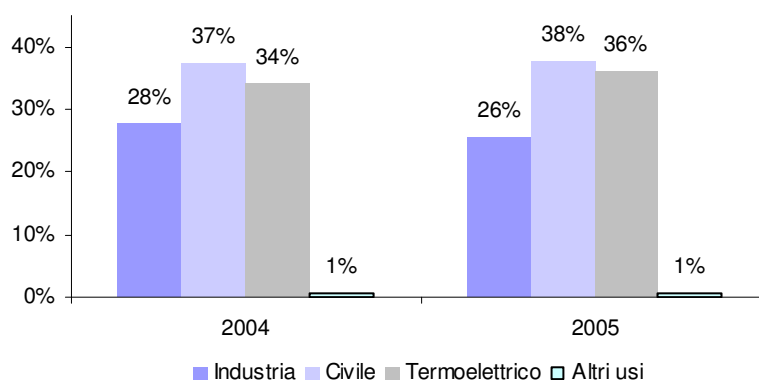


Figura 2.3 Fonte: Rielaborazione dati dell'Osservatorio energetico del Ministero dello Sviluppo [15]

La Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero delle Attività Produttive ha costruito uno scenario energetico fino al 2020 con una previsione dei consumi energetici nei vari settori, considerando diverse fonti energetiche (petrolio, gas naturale, carbone, energia elettrica, fonti rinnovabili, altri combustibili). Considerando la sola evoluzione dei consumi di gas naturale sulla base delle considerazioni riportate nel rapporto del MAP [14], si ha lo scenario di fig. 2.4:

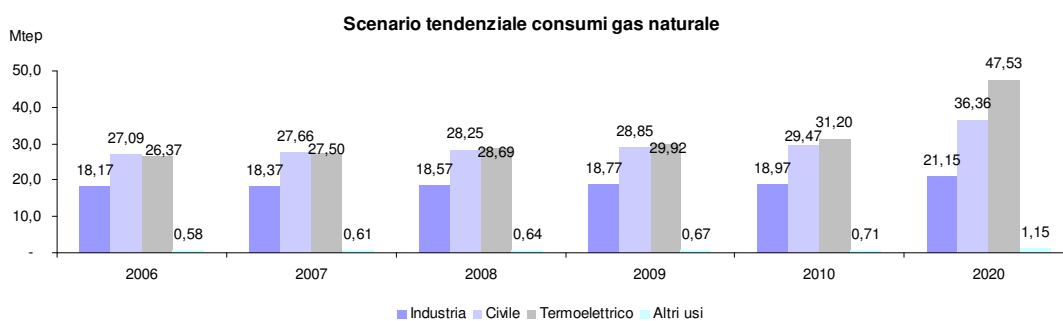


Figura 2.4 Scenario tendenziale dei consumi di gas naturale (Mtep). Fonte: Rielaborazione dati del Ministero delle Attività Produttive [14]

Lo scenario tendenziale è stato costruito partendo da variabili macroscopiche caratteristiche di ogni settore, dall'analisi dei dati storici e dall'osservazione dei processi di trasformazione in atto. Il gas naturale risulta in tutti i settori la principale fonte energetica; nel settore termoelettrico la graduale riconversione degli impianti ad olio combustibile vede come principale sostituto il gas naturale, per questo si evidenzia in tale settore una crescita percentuale maggiore rispetto ai settori civile ed industriale, nei quali la trasformazione è già avvenuta.

### **2.3.3 I nuovi investimenti in infrastrutture**

Il sistema di approvvigionamento del gas in Italia si basa prevalentemente sui gasdotti di importazione, la cui capacità di trasporto è ad oggi strettamente commisurata al soddisfacimento della domanda. Ciò rischia di ripercuotersi negativamente sulla sicurezza e sui costi del sistema. Per far fronte al previsto aumento dei consumi di gas in Italia e diversificare le forniture di gas sotto il profilo geografico e tipologico, possono essere attuate due strategie: il potenziamento delle infrastrutture di interconnessione con l'estero della rete nazionale e la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione.

La prima modalità di intervento, essendo Snam Rete Gas controllata da ENI l'unica società a possedere infrastrutture di interconnessione con l'estero, non garantisce l'apertura al mercato dal lato dell'offerta, la riduzione del rischio di accordi tra le imprese maggiori e il contenimento del potere di mercato dell'operatore maggiore. La costruzione di nuovi terminali GNL rappresenterebbe invece una strada per attenuare le barriere all'entrata nel mercato dell'offerta.

I nuovi investimenti in infrastrutture sono sostenuti riservando parte della nuova capacità al soggetto che investe nell'infrastruttura, lasciando solo una parte residuale di tale capacità all'obbligo di accesso ai terzi (Legge 239/04); inoltre l'AEEG prevede incentivi agli investimenti destinati al potenziamento o alla realizzazione di nuove reti e terminali GNL (delibera AEEG 120/01). Nel caso del servizio di stoccaggio la delibera 26/02 garantisce libertà tariffaria per i primi quattro anni alle imprese entranti o a quelle esistenti che avviano attività di stoccaggio in nuovi campi. E' concessa la libertà tariffaria per un anno anche alle imprese di trasporto di gas naturale che avviano l'attività attraverso nuovi impianti.

La realizzazione delle infrastrutture è legata all'accettabilità sociale. La questione è particolarmente delicata per i rigassificatori, per i quali la percezione soggettiva del rischio è molto elevata; a rendere critico il processo autorizzativo è la mancanza di una normativa chiara sulla Valutazione di Impatto Ambientale. L'assenza di una visione strategica della politica energetica è fonte di incertezza che alimenta il conflitto.

Di fatto ad oggi solo tre terminali GNL sono autorizzati, quello di Rovigo, di Brindisi e Livorno. Quello di Livorno è fermo in attesa di nuove valutazioni; i lavori sono bloccati anche a Brindisi, sospesi dal Ministero dell'Ambiente nel corso del 2007. L'unico a partire nel 2008 sarà l'impianto di Rovigo che garantirà 8 miliardi di metri cubi.

<b>Terminale</b>	<b>Capacità G(m<sup>3</sup>)/anno</b>	<b>Società proponente</b>	<b>Stato Autorizzativo</b>
Brindisi	8	BG Group	Autorizzato ma contestato dalle nuove autorità locali
Rovigo	8	Edison – ExxonMobil – Qatar Petroleum	Lavori sulla struttura e sui serbatoi a buon punto
Rosignano	8	Edison – BP – Solvay	Modifiche richieste dalle autorità locali
Toscana offshore	3-6	Olt Lng Terminal	Spostamento del progetto chiesto dalle autorità locali
Trieste Zaule	8	Gas Natural	VIA in corso di realizzazione
Trieste offshore	8	Endesa	Ancora in fase preliminare
Gioia Tauro	12	Società petrolifera Gioia Tauro	VIA in corso di realizzazione
Taranto	8	Gas Natural	VIA in corso di realizzazione
Porto Empedocle	8-12	Nuove Energie	Procedura avviata con la Conferenza dei servizi
Priolo-Augusta-Melilli	8-12	Erg Power & Gas – Shell Energy Europe	VIA in corso di realizzazione

Tabella 2.6 Progetti LNG in Italia. Fonte: AEEG [13]

I potenziamenti della rete di gasdotti prevedono uno sviluppo per 13,0 miliardi di m<sup>3</sup>, da completare tra il 2008 e il 2011. Il progetto più vicino alla realizzazione è il progetto di interconnessione Grecia-Italia (IGI) che entrerà in esercizio nel 2010, permettendo l'importazione di 8 mld m<sup>3</sup>/anno di gas in transito dalla Turchia, proveniente dalla Russia, dal Caucaso e dall'Iran. Il progetto è incluso nel programma comunitario TEN (Trans European Networks) e ha ottenuto i relativi finanziamenti.

Un altro progetto nell'ambito del programma TEN è il gasdotto Trans Adriatic Pipeline, che attraverserà l'Adriatico passando per l'Albania. Il gasdotto GALSI (Algeria – Italia attraverso la Sardegna) invece non è stato inserito nel programma TEN.

<b>Gasdotti</b>	<b>Capacità G(m<sup>3</sup>)</b>	<b>Data di inizio esercizio</b>	<b>Società proponente</b>	<b>Stato di avanzamento</b>
IGI	8-10	2010	Edison e DEPA	Ingegneria in corso
Algeria – Sardegna – Corsica - Italia	10	ND	Edison – Wintershall, Sonatrach, ecc	Studio di fattibilità 2006
TAP (Trans Adriatic Pipeline)	10	ND	EGL	Studio di fattibilità 2007
Interconnect Tirolo (Bressanone - Insbruck)	1-2	ND		Studio di fattibilità 2008

Tabella 2.7 Progetti gasdotti connessi con l'Italia. Fonte: AEEG [13]

Altrettanto importanti sono i progetti di stoccaggio previsti nei prossimi anni. Il Ministero intende accelerare la realizzazione dei nuovi campi in modo che siano operativi entro il 2009. La capacità totale di working gas per effetto di tutti i nuovi progetti, aumenterebbe da 13,8 miliardi di m<sup>3</sup> nel 2006 a circa 22 miliardi di m<sup>3</sup> tra il 2009 e il 2010; la capacità massima di erogazione sarebbe di 347 milioni m<sup>3</sup>/giorno al posto dell'attuale 253 milioni m<sup>3</sup>/giorno.

## **2.4 Il settore del carbone**

Il consumo di carbone in Italia è limitato quasi esclusivamente al settore termoelettrico, e il fabbisogno nazionale è coperto quasi interamente da importazioni.

L'unico giacimento carbonifero in Italia è in Sardegna, nel bacino del Sulcis Iglesiente. Le scorte sono stimate in oltre 57 milioni di tonnellate di carbone mercantile, con potere calorifico maggiore di 5000 kcal/kg [3]. Per quanto riguarda le importazioni (circa il 99% del fabbisogno), i principali Paesi di provenienza sono gli Stati Uniti, il Sud Africa, l'Australia, l'Indonesia, la Colombia, il Canada, la Cina, la Russia, l'Ucraina e il Venezuela. I dati relativi al consumo di carbone evidenziano nel 2005 una diminuzione rispetto al 2004 dell'1,3% (con 16,9 Mtep). Gli impieghi nel settore termoelettrico hanno evidenziato una contrazione significativa, a causa del parziale funzionamento della centrale Edipower di Brindisi [3].

Per quanto riguarda il parco termoelettrico alimentato a carbone, l'Enel ha completato il miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone esistenti, e ha avviato la riconversione delle centrali ad olio combustibile (circa 5.000 MW), per portare la propria quota di energia elettrica prodotta da carbone intorno al 50%, riducendo i costi di produzione del 25%. Anche Edipower ha avviato lo studio per l'eventuale trasformazione

a carbone della centrale ad olio combustibile di San Filippo del Mela, in provincia di Messina, ed un progetto di ristrutturazione per la centrale di Brindisi.

I prezzi del carbone sono cresciuti negli ultimi anni, a causa sia dell'andamento della domanda che di alcuni problemi produttivi. Altri fenomeni come l'aumento dei noli marittimi, e l'aumento della domanda dai Paesi asiatici, alimenta l'incremento dei prezzi che in prospettiva porterebbe a ridurre la competitività del carbone rispetto agli altri combustibili fossili. Inoltre non bisogna dimenticare che l'energia prodotta da carbone è soggetta ai costi relativi alle quote di emissione di gas serra, delineati dal Piano Nazionale di Assegnazione in accordo alla direttiva 2003/87/CE, e ai costi specifici associati alle emissioni di CO<sub>2</sub> relativi agli impegni derivanti dal Protocollo di Kyoto.

Nell'ambito della ricerca, l'Italia ha aderito all'accordo internazionale Carbon Sequestration Leadership Forum, per lo sviluppo di tecnologie per la rimozione e il confinamento dell'anidride carbonica dai combustibili solidi; sono stati avviati due progetti di ricerca finanziati dal MIUR. Il primo progetto prevede la produzione di idrogeno e di altri combustibili puliti dalla gassificazione del carbone con cattura della CO<sub>2</sub>; il secondo progetto (ZECOMIX) prevede invece la produzione di idrogeno dal carbone con un processo a zero emissioni. Inoltre la Regione Sardegna e il CNR hanno firmato un protocollo d'intesa per la produzione di metano artificiale attraverso la gassificazione del carbone.

## ***2.5 Quadro normativo europeo ed italiano nel settore dell'energia rinnovabile e del risparmio energetico***

L'Unione Europea con la direttiva 2001/77/CE aveva stabilito un obiettivo indicativo globale di produzione complessiva di energia elettrica da fonti rinnovabili pari al 22,1% nel 2010. La stessa direttiva delineava gli obiettivi indicativi per i singoli Stati membri (per l'Italia l'obiettivo indicativo fissato era del 25%). Gli obiettivi nazionali sono prerogativa dei singoli Stati che stabiliscono gli interventi ritenuti più opportuni tenendo anche conto degli impegni nazionali riguardanti l'emissione dei gas serra (direttiva 2003/87/CE, in cui si definiscono i contributi dei paesi UE per il raggiungimento degli obiettivi del protocollo di Kyoto). Ogni due anni ciascuno Stato è tenuto a dichiarare gli obiettivi che intende raggiungere; l'Italia ha dichiarato un obiettivo realistico del 22,1% di energia da fonte rinnovabile al 2010.

Nel documento "Report on progress in renewable energy" [16] la Commissione europea sostiene che l'obiettivo del 22,1% di energia rinnovabile fissato per il 2010 non sarà raggiunto, nonostante sia aumentato del 55% il consumo di energie rinnovabili nel corso di quest'ultimo decennio, e pone l'attenzione sugli ostacoli per la diffusione delle rinnovabili: processi autorizzativi, disparità di condizioni di accesso alla rete, regole di incentivazione poco chiare.



Nel documento “Renewable energy road map” [17] viene invece indicato come obiettivo generale vincolante al 2020 il 20% dei consumi, che comprendono: elettricità, biocarburanti e settore riscaldamento/raffreddamento. Il Consiglio Europeo ha approvato all’unanimità nel mese di marzo 2007 il piano d’azione per la politica energetica europea proposto dalla Commissione Europea, fissando al 20% la quota di energia totale del fabbisogno complessivo dell’UE prodotta con fonti rinnovabili entro il 2020. Nel testo approvato si dichiara che gli obiettivi dovranno essere raggiunti con il dovuto riguardo ad una ripartizione degli oneri equa ed adeguata, tenendo conto dei differenti potenziali e punti di partenza nazionali, inclusi i livelli esistenti di energie rinnovabili e del mix energetico, lasciando ad ogni Stato membro decidere sugli obiettivi nazionali per ogni settore specifico di energie rinnovabili (energia elettrica, riscaldamento e climatizzazione e biocarburanti). Il piano inoltre vincola la produzione di biocarburanti ad almeno il 10% sul totale dei consumi nel 2020.

In Italia la situazione di partenza vede una produzione di circa 50 TWh da fonti rinnovabili su un totale di circa 300 TWh di energia elettrica prodotta, pari a circa il 17% sul totale nel 2006 (di cui circa 14% da fonte idroelettrica).

	2004		2005		Obiettivi Libro Bianco 2008-2010	Delta su 2005	Delta % su 2005
	MW	GWh	MW	GWh			
<b>Idrica++</b>	<b>17.055,6</b>	<b>42.744,4</b>	<b>17.325,8</b>	<b>36.066,7</b>	MW <b>18.000,0</b>	MW <b>674,2</b>	% <b>3,9%</b>
0-1 MW	413,0	1.731,3	419,4	1.525,7			
1-10 MW	1.951,5	7.128,6	1.986,1	6.090,5	3.000,0		
>10 MW	14.691,1	33.884,5	14.920,2	28.450,5	15.000,0		
<b>Eolica</b>	<b>1.131,5</b>	<b>1.846,5</b>	<b>1.639,0</b>	<b>2.343,4</b>	<b>2.500,0</b>	<b>861,0</b>	<b>52,5%</b>
<b>Solare*</b>	<b>31,0</b>	<b>27,3</b>	<b>34,0</b>	<b>31,0</b>	<b>300,0</b>	<b>266,0</b>	<b>782,4%</b>
<b>Geotermica</b>	<b>681,0</b>	<b>5.437,3</b>	<b>711,0</b>	<b>5.324,5</b>	<b>800,0</b>	<b>89,0</b>	<b>12,5%</b>
<b>Biomasse e rifiuti</b>	<b>1.191,8</b>	<b>5.637,2</b>	<b>1.199,8</b>	<b>6.154,9</b>	<b>3.100,0</b>	<b>1.900,2</b>	<b>158,4%</b>
Solidi	923,8	4.467,0	915,9	4.956,9			
RSU	511,2	2.276,6	526,5	2.619,7			
da colture e altri rifiuti agro-ind.	412,6	2.190,4	389,4	2.337,2	800,0	273,5	51,9%
Biogas	267,9	1.170,2	283,9	1.198,0			
da Discariche	229,6	1.038,4	236,8	1.052,3			
da Fanghi	3,5	1,2	4,7	3,2			
da Deiezioni animali	4,0	18,5	6,8	25,7			
da colture e altri rifiuti agro-ind.	30,8	112,1	35,5	116,8			
<b>TOTALE</b>	<b>20.090,9</b>	<b>55.692,7</b>	<b>20.909,5</b>	<b>49.920,5</b>	<b>24.700,0</b>	<b>3.790,5</b>	<b>18,1%</b>

Tabella 2.8 Potenza efficiente lorda e produzione lorda da impianti a fonte rinnovabile. Fonte: Terna [12]

\* solare: compresa la potenza installata con il programma tetti fotovoltaici (Enea), non compresi nel bilancio energetico

\*\* idrica: esclusi i pompaggi, è considerata solo l’energia da apporti naturali

Anche il rispetto o meno del Protocollo di Kyoto inciderà sullo sviluppo delle fonti rinnovabili in generale. L’obiettivo di Kyoto consiste nella riduzione delle emissioni di CO2 del 6,5% entro il 2012 rispetto al livello del 1990. Nel 1990 le emissioni in Italia per il settore energetico erano circa 400 Mt e nel 2003 sono salite a 459 Mt (+15%), di cui il 35% circa derivanti dalla sola produzione e trasformazione di energia. A partire dal 2004 e fino al 2012 si dovrebbe quindi passare da 459 Mt a 374 Mt con una riduzione media annuale di circa 9,2 Mt all’anno per l’intero settore energetico e circa 3,2 Mt per le industrie di produzione e trasformazione energetica. Tale riduzione di emissioni necessita

della diminuzione del consumo di combustibili fossili nel sistema energetico italiano di circa 31 Mtep nel periodo 2004-2012.

Tra le ragioni che negli ultimi anni hanno limitato la crescita delle energie rinnovabili in Italia vanno sicuramente ricordate le elevate barriere di natura amministrativa derivanti principalmente:

- dall'assenza di criteri di localizzazione e coordinamento a livello nazionale nonché regionale che hanno creato forti ritardi nel rilascio delle autorizzazioni;
- dalla ripartizione delle competenze e dai conflitti tra le politiche di tutela del territorio e quelle di promozione delle energie rinnovabili;
- dalle problematiche legate alla tempistica ed allo sviluppo delle infrastrutture di rete.

A livello nazionale il quadro normativo per l'incentivazione dell'energia rinnovabile è disciplinato dal decreto legislativo 79/99 (che ha sostituito il sistema del CIP6 con i certificati verdi) e dal decreto legislativo 387/03, nonché da una serie di delibere emanate dall'AEEG.

Nel 2006 il prezzo di riferimento dei certificati verdi pubblicato dal GSE è stato di 125,28 €/MWh (nel 2005 era stato di 108,9 €/MWh).

Il decreto ministeriale del 28 luglio 2005, successivamente modificato dal decreto interministeriale 6 febbraio 2006, ha introdotto anche in Italia il meccanismo del conto-energia per gli impianti fotovoltaici. Il conto energia ha segnato il passaggio da un sistema basato sul contributo in conto capitale a un meccanismo tariffario incentivante sulla quantità di energia prodotta della durata di 20 anni.

Per quanto riguarda la promozione del risparmio energetico, i decreti 20 luglio 2004 emanati dal Ministro per le attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio hanno introdotto l'obbligo della riduzione negli usi finali di energia elettrica e gas a carico delle aziende operanti nel settore della distribuzione di gas ed energia elettrica. I risparmi conseguiti sono certificati da titoli di efficienza energetica, cosiddetti certificati bianchi. La scelta della tecnologia da utilizzare è libera, dall'installazione di lampadine a basso consumo, ad applicazioni basate sul solare termico e biomasse. Il risparmio certificato è remunerato nelle tariffe o attraverso la vendita sul mercato dei titoli ad esso associati. Alcune aziende sono riuscite a trasformare il vincolo in opportunità (es. Acea, Enel, e altre), operando in una logica di "Esco"<sup>13</sup>, altre non hanno investito preferendo l'acquisto sul mercato dei titoli necessari al raggiungimento dell'obbligo imposto, contribuendo quindi alla nascita e allo sviluppo di molte piccole aziende di tipo Esco che basano il loro business proprio sulla commercializzazione di dispositivi per la riduzione dei consumi finali di energia.

Per raggiungere l'obiettivo fissato dall'UE del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili entro il 2020 occorrerà prevedere i costi aggiuntivi<sup>14</sup>, che dipenderanno dal mix di finanziamento prescelto, dalle tecnologie utilizzate e dal grado di concorrenza del settore;

---

<sup>13</sup> Esco: Energy Service Company

<sup>14</sup> I costi aggiuntivi annui dell'aumento del contributo delle energie rinnovabili vengono definiti come i costi totali della produzione di energia rinnovabile, meno il costo di riferimento della produzione di energia convenzionale.

dipenderanno soprattutto dall'andamento dei prezzi sui mercati internazionali delle fonti energetiche convenzionali. Secondo le stime della Commissione Europea, i costi aggiuntivi oscilleranno tra 10,6 e 18 miliardi di euro all'anno, in parte recuperati dalla riduzione delle emissioni di gas serra. Parte di questi nuovi costi saranno finanziati dagli stessi flussi di cassa realizzati, in parte dalle imposte, ed in parte anche dai consumatori tramite l'aumento delle tariffe dell'energia.

Il sostegno allo sviluppo delle energie rinnovabili ha un impatto positivo anche sull'economia, portando un aumento dell'occupazione soprattutto nelle aree dove gli impianti sono realizzati (generalmente zone periferiche e rurali), e nuove opportunità commerciali deriveranno dall'esportazione delle tecnologie delle energie rinnovabili.

### **2.5.1 I certificati verdi e l'incentivazione delle fonti rinnovabili**

La Legge Finanziaria 2007 ha ridefinito in Italia i confini di applicabilità dei certificati verdi, con l'obiettivo di concedere supporto economico esclusivamente all'energia prodotta da fonti rinnovabili. Sono quindi esclusi dal beneficio dei certificati verdi i rifiuti inorganici, le fonti assimilate alle fonti rinnovabili (frazione non biodegradabile dei rifiuti, la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, l'idrogeno e le celle a combustibile destinati alla generazione di energia elettrica). Sono invece incluse le fonti bioenergetiche, quindi le colture energetiche praticate nell'ambito di contratti di coltivazione tra produttori e trasformatori, prodotti e materiali residui provenienti dall'agricoltura, dalla zootecnia, dalle attività forestali e di trasformazione alimentare, nell'ambito di progetti rivolti a favorire la formazione di distretti locali agro-energetici, materie prime provenienti da pratiche di coltivazioni a basso consumo energetico ed in grado di conservare o integrare il contenuto di carbonio nel suolo.

Nella Finanziaria 2008 è stato rivisto l'intero meccanismo dei certificati verdi, con l'introduzione di livelli di sostegno differenziati per fonte e di norme finalizzate a garantire la stabilità dei prezzi dei certificati verdi. In particolare la Finanziaria 2008 prevede:

- L'innalzamento della quota d'obbligo per i produttori di energia elettrica da fonti tradizionali, che subirà un aumento annuo dello 0,75% dal 2008 fino al 2012 (nel periodo 2004-2006 l'incremento annuo previsto era dello 0,35%);
- Strumenti di incentivazione:
  - gli impianti aventi una taglia superiore a 1MW che entrano in funzione dal 1 gennaio 2008 per nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, hanno diritto all'assegnazione dei certificati verdi per un periodo di 15 anni;
  - gli impianti aventi una taglia inferiore a 1 MW potranno optare in luogo dei certificati verdi per un regime tariffario agevolato con tariffe incentivanti fisse e differenziate per tecnologia di impianto; la durata del regime tariffario agevolato è di 15 anni, e viene rivisto ogni 3 anni.
- Differenziazione degli incentivi per fonte: ad ogni tecnologia impiantistica è assegnato un coefficiente in base al quale viene calcolato il numero di certificati

verdi di cui potrà usufruire per MWhe prodotto. I coefficienti potranno essere aggiornati ogni 3 anni.

<b>Fonte</b>	<b>Coeff.</b>	<b>Tariffa*</b>
Eolico onshore	1	220
Eolico offshore	1,1	n.a.
Geotermico	0,9	200
Maremotrice e maree	1,8	340
Idroelettrico	1	220
Rifiuti biodegradabili	1,1	220
Biomassa agricola e biogas da filiera corta	1,8**	300**
Cogenerazione da biomassa agricola e biogas da filiera corta	1,8**	300**
Gas di discarica, depurazione e altri biogas	0,8	180

\* Impianti <= 1MW che opereranno per tale regime

\*\* DL 159/2007, in via di conversione in legge

Tabella 2.9 Coefficienti e tariffe incentivanti per fonti rinnovabili. Fonte: Decreto di Legge 1817 (Finanziaria 2008)

- Il prezzo dei certificati verdi di titolarità del GSE non sarà più collegato alla tariffa CIP 6 e di conseguenza al prezzo del petrolio. La nuova normativa stabilisce, infatti, un livello di riferimento di 180 €/MWh, cui va sottratto, per la determinazione del prezzo dei Certificati verdi, il prezzo medio annuo di cessione dell'energia in regime di ritiro dedicato relativo all'anno precedente. Così come per i coefficienti, il livello di riferimento può essere rivisto dopo tre anni di funzionamento del nuovo schema.
- In caso di surplus di offerta, per il GSE è previsto l'obbligo di acquisto dei certificati verdi "ulteriori a quelli necessari per assolvere all'obbligo della quota minima dell'anno precedente" e in scadenza nell'anno, fino al raggiungimento dell'obiettivo del 25% di generazione rinnovabile sul consumo interno lordo (CIL). L'acquisto avverrebbe al prezzo medio dei certificati verdi registrato nell'anno precedente sulla piattaforma del GME.

Accanto alle modifiche al sistema dei certificati verdi, e per semplificare la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, la Finanziaria introduce cambiamenti al regime autorizzativo ed alla disciplina della connessione alle reti di trasmissione/distribuzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. In primo luogo per la realizzazione dei piccoli impianti è prevista la semplice richiesta di dichiarazione di inizio attività; per le connessioni alle reti di trasmissione/distribuzione le principali novità, che dovranno trovare applicazione in specifiche direttive AEEG, sono le seguenti:

- previsione di termini di adempimento perentori e di sanzioni, in caso di inerzia, in capo ai gestori di rete responsabili delle connessioni;
- obbligo di connessione prioritaria degli impianti rinnovabili;
- formulazione di linee-guida per favorire la diffusione presso i siti di consumo della generazione distribuita e della piccola cogenerazione.

Infine, la Finanziaria impone al Ministero dello Sviluppo Economico la ripartizione a livello regionale degli obiettivi di generazione rinnovabile, che dovranno essere recepiti dalle

regioni stesse attraverso specifici piani e programmi, sottoposti a controllo da parte del Governo.

Per l'energia fotovoltaica, in quasi tutti i Paesi UE è presente un meccanismo di incentivazione dedicato, indipendente da schemi di mercato, ma basato su uno schema a tariffa fissa (feed-in). In Italia il DM 28/7/2005 successivamente ampliato dal DM 6/2/2007, ha introdotto il cosiddetto Conto Energia. Il DM 19/2/2007 ha introdotto una nuova regolazione della produzione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica, ampliando il precedente sistema Conto Energia. In sintesi il nuovo decreto introduce un iter burocratico estremamente più snello, concedendo l'incentivo agli impianti nel momento in cui sono collegati alla rete elettrica, per i quali è sufficiente inviare una comunicazione di ultimazione lavori al GSE e una richiesta di accesso agli incentivi; la potenza massima incentivabile è di 3.000 MW entro il 2016 (contro i precedenti 1.000 MW); le tariffe incentivanti sono più elevate per gli impianti integrati in edilizia, e per gli impianti installati su edifici sui quali sono stati eseguiti interventi di risparmio energetico certificati.

## **2.5.2 Cogenerazione, minigenerazione, microgenerazione e fonti rinnovabili non programmabili**

La direttiva 2004/08/CE incentiva la diffusione della cogenerazione ad alto rendimento; in Italia la direttiva è stata recepita con un decreto ministeriale (del Ministero per lo Sviluppo Economico) emanato nel febbraio 2007; tale decreto stabilisce che fino al 31 dicembre 2010 è considerata cogenerazione ad alto rendimento la cogenerazione definita dall'art. 2 comma 8 del decreto Bersani 79/99 ovvero la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni stabilite dall'AEEG nella delibera 42/02, che garantisca un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. L'energia prodotta da cogenerazione ad alto rendimento ha diritto al rilascio della garanzia d'origine da parte del GSE per quantitativi annui non inferiori a 50 MWh, sulla base della quale sarà riconosciuta, secondo un meccanismo da definire con un ulteriore decreto, l'assegnazione dei certificati bianchi. Il decreto inoltre estende agli impianti di taglia fino ai 200 kW la possibilità di usufruire del servizio di scambio sul posto. Sono inoltre confermate la priorità di dispacciamento e l'esenzione dall'obbligo di immettere in rete una percentuale di energia da fonti rinnovabili o di acquistare in proporzione certificati verdi sul mercato.

Sulla base delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 387/03 e nella legge 239/04 gli impianti di potenza inferiore ai 10 MVA, e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, possono richiedere al gestore della rete a cui sono connessi, il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. Il prezzo è stabilito dall'AEEG (delibera 34/05) che lo pone pari al prezzo di cessione dell'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili ad esclusione degli impianti idroelettrici di potenza inferiore a 1MW. In seguito alla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta ufficialmente dal 1 luglio 2007, l'AEEG rivedrà lo schema di sostegno introdotto dalla delibera 34/05; i principali punti al riesame sono:

- semplificazione delle modalità di cessione dell'energia elettrica da parte dei produttori, gestendo nell'ambito di una convenzione unica sia la commercializzazione dell'energia sia l'accesso alla rete
- valorizzazione dell'energia elettrica secondo criteri di mercato
- riallocazione efficiente dei costi relativi all'accesso al sistema elettrico dell'energia ritirata.

### **2.5.3 L'Emission Trading**

Dal 1 gennaio 2005 è entrato in vigore il sistema europeo di scambio delle quote di emissioni climalteranti (EU ETS, European Emission Trading System) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE. L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas a effetto serra in grado di definire il prezzo delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di promuovere una loro riduzione al minor costo da parte delle imprese operanti nei settori energetici e nei settori industriali energy intensive. L'emission trading che si inserisce nell'ambito delle misure adottate per soddisfare gli impegni del Protocollo di Kyoto prevede una prima fase di applicazione negli anni 2005-2007 considerata come periodo di rodaggio in vista della seconda fase relativa agli anni 2008-2012, durante la quale dovranno essere raggiunti i target di riduzione delle emissioni previste dal protocollo.

Il sistema prevede un piano di allocazione delle quote di emissione di CO<sub>2</sub>, che vengono poi distribuite a livello nazionale tra gli impianti rientranti nelle categorie previste dalla direttiva (impianti termoelettrici, altri impianti di combustione, impianti di raffinazione, impianti di produzione e trasformazione di metalli ferrosi, industria dei prodotti minerali, industria della carta); il sistema prevede di compensare il surplus di emissioni rispetto a quelle assegnate mediante l'acquisto sul mercato delle quote di CO<sub>2</sub>.

Nel corso del primo triennio a livello europeo si è avuta una sovrallocazione dei permessi di emissione che ha portato ad un crollo del prezzo della tCO<sub>2</sub> che è arrivato a 10-15 €/tCO<sub>2</sub> nel corso del 2006 e ad un prezzo medio nei primi mesi del 2007 di 2,6 €/tCO<sub>2</sub>. A partire da novembre 2006 la Commissione Europea ha approvato i piani di allocazione relativi al periodo 2008-2012, richiedendo una diminuzione delle quote assegnate (per l'Italia è stata approvata la riduzione di 14 MtCO<sub>2</sub> su base media annuale); per cui si prevede a partire dal 2008 un aumento dei prezzi delle quote di CO<sub>2</sub>; si prevede un prezzo medio di 25 €/ton.

## ***2.6 L'offerta di energia rinnovabile***

La produzione di energia elettrica rinnovabile in Italia potrebbe raggiungere nel 2007 i 56 TWh [15]. Per la fonte idroelettrica si prevede una produzione al netto della generazione da impianti di pompaggio di circa 39 TWh, dato in linea con la produzione media dell'ultimo decennio. La generazione eolica e da biomasse e rifiuti è prevista in forte

ascesa, sulla base di stime sull'entrata in funzione di impianti qualificati IAFR<sup>15</sup> dal GSE. Risulta modesta la quota di offerta rinnovabile rappresentata dal solare fotovoltaico.

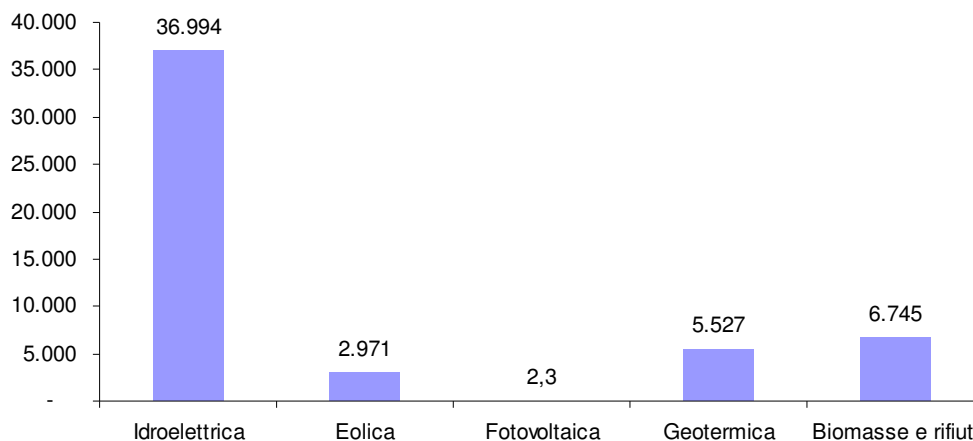


Figura 2.5 Produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili (GWh). Fonte: dati statistici Terna, anno 2006, website

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili è strettamente collegato al contesto normativo di riferimento, ed all'istituzione di strumenti efficaci per la promozione delle diverse fonti energetiche "pulite".

In Italia il sostegno alle fonti energetiche rinnovabili è realizzato attraverso un quadro normativo complesso, che non sembra aver prodotto un clima di certezza per gli investitori.

La risorsa idroelettrica ha fornito nel 2006 circa 37 TWh di energia elettrica e resta la più importante delle risorse energetiche interne. Il contributo percentuale di tale fonte è progressivamente diminuito nel corso degli ultimi anni, costituendo nel 2006 circa il 70% della produzione rinnovabile nazionale. Le problematiche di impatto ambientale non sembrano consentire uno sviluppo del settore se non nella tipologia degli impianti di piccola taglia, ed in particolare, della tipologia ad acqua fluente e cioè senza bacino di invaso. Sono di questo tipo molti degli interventi avviati negli ultimi anni per la realizzazione di nuovi impianti e per il ripristino di impianti abbandonati e tecnologicamente obsoleti.

<sup>15</sup> IAFR: Impianti a Fonti Rinnovabili

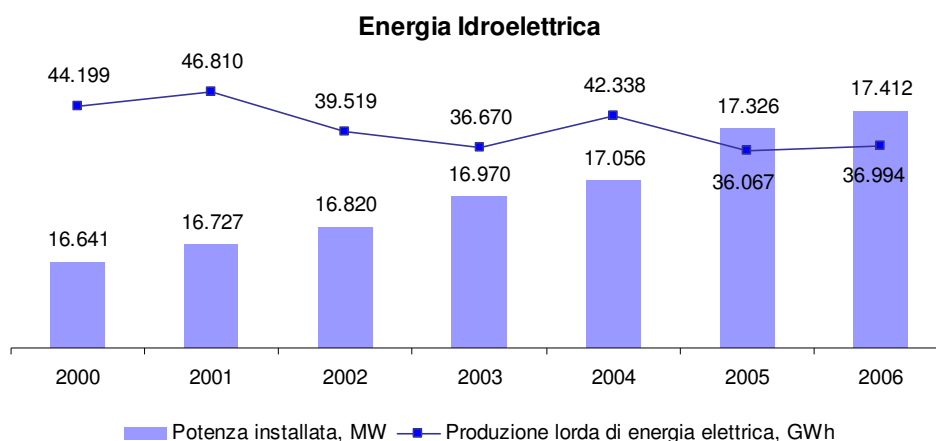


Figura 2.6 Potenza idroelettrica installata ed energia prodotta. Anni 2000-2006. Fonte: Rielaborazione su dati statistici Terna (website)

Si vede come la produzione di energia idroelettrica (v. fig. 2.6) sia caratterizzata da una forte fluttuazione da attribuire a fattori di disponibilità della risorsa idrica.

A fine 2006 la potenza geotermoelettrica installata era di 711 MW. L'energia elettrica prodotta è aumentata negli ultimi anni, passando dai 4.705 GWh del 2000 agli oltre 5.500 GWh del 2006.

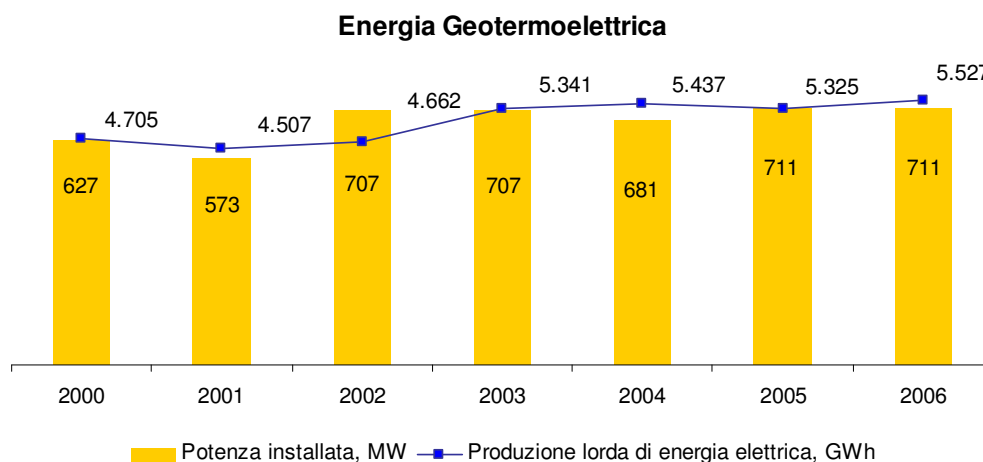


Figura 2.7 Potenza installata e produzione di energia elettrica da fonte geotermica. Anni 2000-2006. Fonte: rielaborazione su dati statistici Terna (website)

Lo sviluppo del settore eolico in Italia è stato molto veloce. 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 1.900 MW alla fine del 2006.



### Energia Eolica

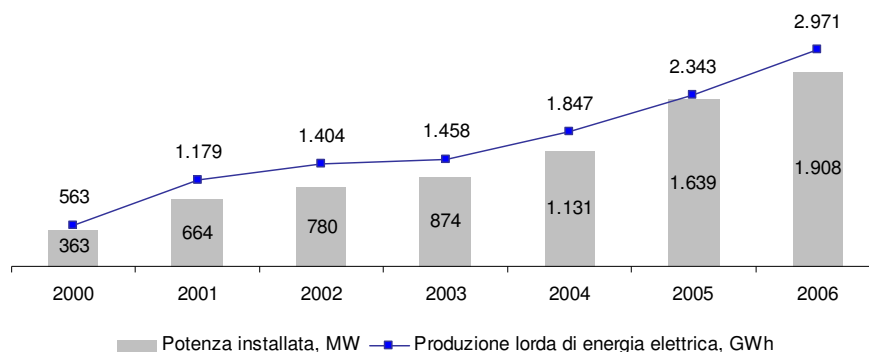


Figura 2.8 Potenza installata ed energia prodotta da impianti eolici in Italia. Anni 2000-2006. Fonte: rielaborazione su dati statistici Terna (website)

Nonostante questa ripresa, la produzione elettrica da energia eolica si attesta su valori ancora molto bassi rispetto alla media dei Paesi dell'UE. Significativo è invece l'incremento della potenza unitaria degli impianti installati, indice dello sviluppo tecnologico del settore.

Gli studi e le analisi condotte dal CESI hanno portato all'elaborazione di una mappa eolica in Italia, che evidenzia la potenzialità di sviluppo [18]

L'energia fotovoltaica ha subito una forte accelerazione tra il 2003 e 2004 grazie al programma Tetti Fotovoltaici dell'Enea. Il conto energia partito nel 2006 ha dato ulteriori incentivi al settore, che è finalmente decollato.

### Energia Fotovoltaica

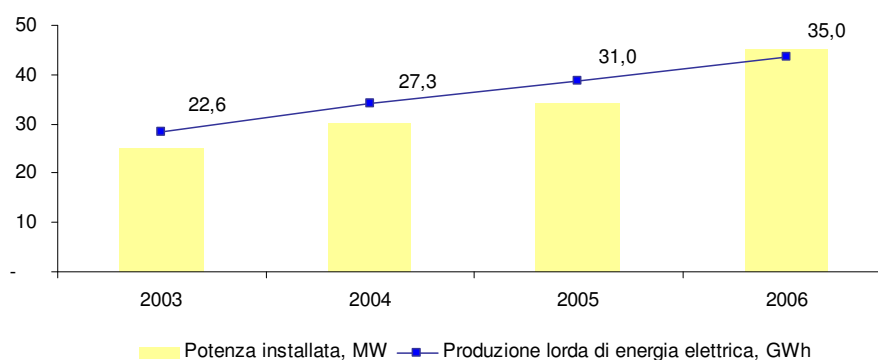


Figura 2.9 Potenza installata ed energia prodotta da impianti fotovoltaici in Italia; anni 2003-2006. Fonte: rielaborazione su dati statistici GSE (sono inclusi i tetti fotovoltaici Enea) [19]

Il settore delle biomasse non è cresciuto molto negli ultimi anni; la biomassa più utilizzata in Italia è quella legnosa soprattutto nelle zone montuose e rurali. Le criticità maggiori che frenano lo sviluppo del settore sono riconducibili alla complessità della costruzione di una filiera della biomassa che renda sicuro l'approvvigionamento di materia prima e soprattutto il costo.

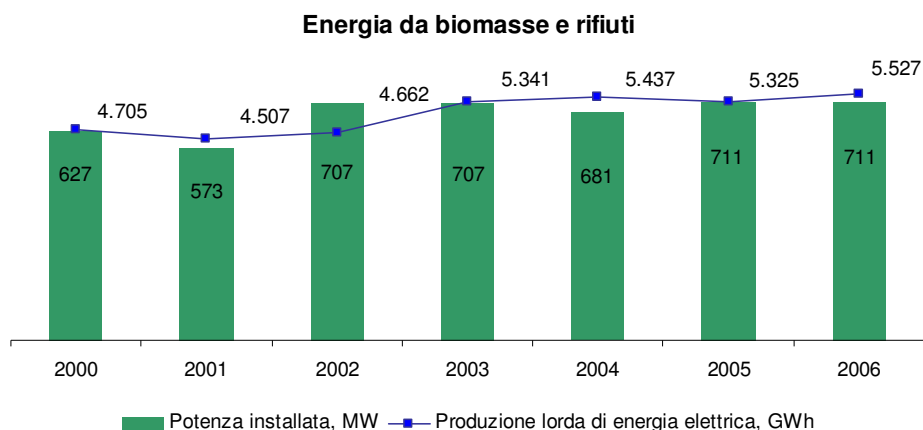


Figura 2.10 Potenza installata ed energia prodotta da impianti da biomasse e rifiuti in Italia. Anni 2000-2006. Fonte: rielaborazione su dati statistici Terna (website)

## ***2.7 La produzione di energia elettrica da rifiuti***

In Italia al 31 dicembre 2005 erano operativi 52 impianti di incenerimento con una capacità nominale complessiva di trattamento di 17.000 t/giorno; la potenza elettrica installata risulta pari a 536 MW, mentre la capacità termica risulta pari a 2.191 MW. La distribuzione degli impianti è molto concentrata a Nord, in particolare nelle regioni Lombardia ed Emilia Romagna [20].

Molti degli impianti di termovalorizzazione oggi in esercizio sono piuttosto vecchi e obsoleti, e di dimensioni modeste in termini di potenzialità; l'83% della capacità complessiva di trattamento utilizza un impianto di combustione a griglia, il 15% a letto fluido e il 2% a tamburo rotante (la tecnologia più vetusta). Le tipologie di rifiuti trattati sono principalmente rifiuti urbani (65%), flussi da essi derivanti (frazione secca, CDR) tramite trattamenti di tipo meccanico-biologico (21%), e in misura minore da rifiuti speciali (14%) dei quali la quota preponderante è costituita da rifiuti sanitari e biomasse.

Il recupero energetico è effettuato dalla maggior parte degli impianti (49 su 52) e prevede in tutti i casi la produzione di energia elettrica, mentre la produzione di energia termica è effettuata nell'ambito di uno schema di funzionamento cogenerativo su base stagionale e riguarda solo 8 impianti situati nel Nord Italia. Il recupero dell'energia contenuta nei fumi di combustione avviene in un ciclo termico per la produzione di vapore surriscaldato, successivamente espanso in turbina per la produzione di energia elettrica. Tale modalità costituisce attualmente lo schema di riferimento, essendo adottata in tutti i 49 impianti operativi che effettuano recupero energetico, a cui corrisponde una potenza elettrica nominale installata pari a 536 MW. Al contrario, la produzione di energia termica, effettuata per lo più su base stagionale in assetto cogenerativo, risulta circoscritta a soli 8 impianti tutti localizzati a Nord del Paese. La pressione operativa del vapore prodotto risulta variabile in un range di 10-70 bar, anche se nella maggior parte dei casi è compresa tra 40 e 50 bar, associata ad una temperatura dell'ordine dei 400 °C.

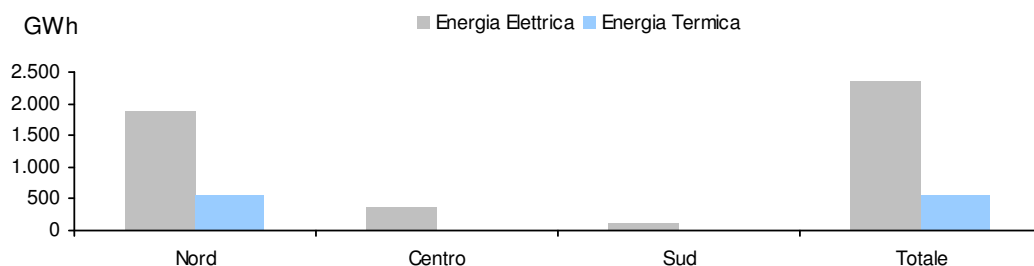


Figura 2.11 Produzione lorda di energia nel 2004 (GWh) [20]

Le principali tecniche impiegate per la rimozione dei vari inquinanti risultano essere ad oggi:

- depolverazione: filtri elettrostatici, filtri a maniche, cicloni
- rimozione di gas acidi: sistemi a secco, a semisecco o ad umido
- riduzione degli ossidi di azoto tramite azione selettiva non catalitica (SNCR) ovvero catalitica (SCR)

Il controllo degli inquinanti è effettuato, in accordo alla vigente normativa, secondo le seguenti modalità:

- monitoraggio in continuo dei macroinquinanti (polveri, CO, HCl, HF, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>) ed in molti casi anche dell'NH<sub>3</sub>;
- campionamento periodico e successiva rilevazione analitica per i microinquinanti organici ed inorganici (PCDD/PCDF, IPA, metalli pesanti, Cd, Hg).

Dall'indagine condotta da Enea su tutto il territorio nazionale, tutti gli impianti presenti in Italia risultano a norma, con valori limite al di sotto dei limiti previsti [20].

Dal trattamento termico dei rifiuti sono state prodotte nel 2004 circa 800.000 ton di scorie e circa 200.000 ton di residui da trattamento dei fumi, questi ultimi smaltiti in discarica. Per quanto concerne le scorie, ad oggi l'80% è smaltito in discarica, la tendenza è quella di procedere al loro recupero (es. utilizzo in cementerie). Le emissioni gassose sono notevolmente ridotte rispetto alle vecchie tecnologie, soprattutto per quanto riguarda i microinquinanti organici e inorganici.

## **2.8 La cogenerazione e il teleriscaldamento**

La cogenerazione di energia elettrica e calore in Italia nel periodo 2000-2005 ha conseguito un consistente aumento della potenza elettrica efficiente lorda degli impianti (+50%), arrivata nel 2005 a 18.296 MW, circa il 28% del parco termoelettrico totale [3]. La tipologia d'impianto che ha maggiormente contribuito a tale incremento è rappresentata dagli impianti a ciclo combinato, che hanno raddoppiato la potenza efficiente nel periodo

in esame arrivando a rappresentare il 69% del totale. Anche gli impianti a combustione interna e a turbina a gas sono aumentati, mentre sono diminuite le installazioni di impianti a vapore, sostituiti gradualmente con altre tecnologie.

Tipologia di impianto/anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Combustione interna (CIC)	425	434	475	511	574	633
Turbine a gas (TGC)	882	870	872	878	1.028	1.024
Cicli combinati	6.344	6.767	6.831	7.314	9.437	12.555
Vapore a contropressione	2.021	2.006	2.014	1.958	1.969	1.888
Vapore a condensatore con spillamento	2.545	2.320	2.331	2.448	2.236	2.196
Totale	12.217	12.397	12.523	13.109	15.244	18.296

Tabella 2.10 Potenza elettrica efficiente lorda degli impianti termoelettrici con produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia. Anni 2000-2005 (MW). Fonte: Enea [3]

La maggior parte delle utenze calore collegate a questo parco cogenerativo sono di tipo industriale, e in misura minore civile, dove esistono reti di teleriscaldamento dedicate. Della totalità del parco cogenerativo italiano, solo il 48% della potenza soddisfa i criteri della delibera AEEG 42/02 ed è ammessa a beneficiare del meccanismo dei certificati bianchi e degli altri benefici previsti per la cogenerazione. In prospettiva un ulteriore sviluppo della cogenerazione non può che prevedere la realizzazione di impianti cogenerativi ad elevato rendimento totale e quindi con pieno utilizzo del calore prodotto. Nella tabella 2.11 sono rappresentati i valori di riferimento delle migliori tecnologie ad oggi disponibili:

Tipo di impianto	Rendimento elettrico (%)		Grado di utilizzazione del combustibile (%)
	Impianti nuovi	Impianti esistenti	Impianti nuovi ed esistenti
Turbina a gas	36-40	32-35	
Motore a gas	38-45		
Motore a gas con HRSG in modalità CHP	>38	>35	75-85
Caldaia a gas	40-42	38-40	
Ciclo Combinato con o senza combustione supplementare (HRSG) per la produzione di sola energia elettrica	54-58	50-54	
Ciclo combinato senza combustione supplementare (HRSG) in modalità CHP	<38	<35	75-85
Ciclo combinato con combustione supplementare in modalità CHP	<40	<35	75-85

Tabella 2.11 Rendimento associato all'impiego delle BAT negli impianti di combustione alimentati a gas, di potenza >50 MW [3].

La cogenerazione ad alto rendimento permette di risparmiare combustibile e le relative emissioni di CO<sub>2</sub> e di altri inquinanti derivanti dalla combustione, come NO<sub>x</sub> e CO, non solo per i minori consumi ma per le minori emissioni specifiche rispetto a sistemi convenzionali di combustione.

Il servizio di teleriscaldamento consiste nel trasporto e nella fornitura del calore - in forma di acqua calda o surriscaldata - prodotto da centrali termiche e impianti di cogenerazione, sia a uso di riscaldamento urbano che per impieghi domestici e igienico sanitari.

Un sistema di teleriscaldamento si compone di una centrale di produzione del calore e di una rete di trasporto, messi entrambi al servizio contemporaneamente di più edifici.

Il calore che viene distribuito con i sistemi di teleriscaldamento urbano deriva da impianti a produzione semplice (solo calore) e a produzione combinata (calore ed energia elettrica). La centrale di teleriscaldamento può utilizzare tecnologie cogenerative e/o fonti rinnovabili.

Per rifornire di calore le utenze allacciate alle proprie reti, gli operatori utilizzano l'acqua riscaldata dalle centrali fino ad una temperatura di circa 120° C. L'acqua, trasportata attraverso una rete di tubazioni precoibentate, giunge fino agli edifici allacciati dove cede il calore ad uno scambiatore di calore condominiale o ai singoli scambiatori di calore nelle costruzioni recenti, e consente di riscaldare gli ambienti oltre ad essere utilizzabile per impieghi domestici e igienico-sanitari.

Il servizio di teleriscaldamento è complementare alla fornitura di gas naturale necessario per gli usi domestici (cucina).

A fine 2005 la tecnologia del teleriscaldamento era attiva in 57 centri urbani in Italia, con un incremento di tre unità rispetto al 2004; l'incremento delle città coperte dal servizio è accompagnata dall'aumento della volumetria riscaldata passata da 144 Mm<sup>3</sup> a 156 Mm<sup>3</sup>, con un incremento di oltre il 12% tra il 2004 e il 2005. La rete di distribuzione del servizio (ad esclusione degli allacciamenti) ha raggiunto l'estensione di 1.667 Km in Italia.

	2004	2005	Variaz. assoluta	Var. %
<b>Numero città teleriscaldate</b>	<b>54</b>	<b>57</b>	<b>3</b>	<b>5,6%</b>
<b>Enti titolari dei sistemi</b>				
Enti locali	4	4	-	0,0%
Spa/srl	50	53	3	6,0%
<b>Numero di reti</b>	<b>84</b>	<b>87</b>	<b>3</b>	<b>3,6%</b>
ad acqua calda	51	54	3	5,9%
ad acqua surriscaldata	23	23	-	0,0%
a vapore	10	10	-	0,0%
<b>Volumetria complessiva riscaldata (Mm3)</b>	<b>144,4</b>	<b>155,6</b>	<b>11</b>	<b>7,8%</b>
<b>Energia Termica fornita all'utenza (GWh)</b>	<b>5.097</b>	<b>5.500</b>	<b>403</b>	<b>7,9%</b>
<b>Lunghezza reti distribuzione (km)</b>	<b>1.509</b>	<b>1.667</b>	<b>158</b>	<b>10,5%</b>

Tabella 2.12 Dati statistici 2004 e 2005 sul teleriscaldamento. Fonte: dati AIRU, website.

La dislocazione del servizio sul territorio nazionale vede una concentrazione maggiore al nord, in particolare nella regione Lombardia per quanto riguarda i grandi centri.

Regione	2004	2005	%
	Mm3	Mm3	
Lombardia	61,5	69,2	44,5%
Piemonte	33,5	34,6	22,3%
Emilia Romagna	25,5	27,2	17,5%
Veneto	11,4	11,6	7,5%
Trentino Alto Adige	6,3	7,2	4,6%
Lazio	2,2	2,2	1,4%
Liguria	2,5	2,1	1,4%
Toscana	0,9	0,9	0,6%
Marche	0,5	0,5	0,3%
<b>Totale</b>	<b>144,3</b>	<b>155,5</b>	<b>100,0%</b>

Tabella 2.13 Dati statistici sulla volumetria riscaldata in Italia per regione. Fonte: dati AIRU, website

A fine 2005, la potenzialità delle unità di produzione che alimentano reti di teleriscaldamento risulta quella riportata nella tabella 2.14: dai dati in essa riportati si rileva che la tipologia prevalente è costituita da impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili e da caldaie di integrazione e riserva alimentate anch'esse da combustibili fossili.

Tipologia Impianto	Potenzialità installata	
	Elettrica MWe	Termica MWt
Unità di cogenerazione	1.203	1.518
Impianti di incenerimento RSU	134	235
Impianti a biomassa	26	158
Fonte geotermica		38
Recupero da processo industriale		20
Pompe di calore		3
Caldaie ausiliarie		1.063
Caldaie di riserva		1.279
<b>TOTALE</b>	<b>1.363</b>	<b>4.314</b>

Tabella 2.14 Potenzialità delle unità di produzione che alimentano reti di teleriscaldamento (anno 2005).  
Fonte: dati AIRU, website

Per quanto riguarda gli impianti cogenerativi utilizzati, la tabella 2.15 sintetizza le tipologie attualmente installate.

Tipologia Impianto di cogenerazione	Potenzialità installata	
	Elettrica MWe	Termica MWt
Turbina a vapore	433	847
Turbina a gas	135	229
Ciclo Combinato	622	557
Motore Alternativo Diesel	69	61
Motore Alternativo a gas	103	110
<b>TOTALE</b>	<b>1.362</b>	<b>1.804</b>

Tabella 2.15 Tipologie di impianti di cogenerazione installati in Italia (anno 2005).

Fonte: dati AIRU, website

Il mix di fonti di energia primaria utilizzato nei sistemi di riscaldamento urbano in Italia nel 2005 è molto cambiato rispetto alla situazione relativa al 1998 (v. tab. 2.16): si rileva che il gas naturale costituisce di gran lunga la fonte principale (circa il 69%); seguono l'incenerimento di rifiuti solidi urbani (RSU) con il 12,5%, il carbone con il 7,2% (peraltro utilizzato unicamente nell'impianto di Brescia), la biomassa con il 5,6% e l'olio combustibile con il 4,7%. L'energia da RSU ha realizzato, già dal 1998, il "sorpasso" dell'olio combustibile e costituisce ormai, da tale anno, il secondo combustibile utilizzato nei sistemi di riscaldamento urbano in Italia. L'entrata in funzione della terza linea del termovalorizzatore di Brescia ha comportato un incremento significativo della biomassa, che costituisce oggi il quarto combustibile utilizzato nei sistemi di teleriscaldamento in Italia. Le altre fonti rinnovabili (geotermia e recuperi industriali) rimangono ancora marginali, attestate complessivamente attorno all'1%.

Fonti di energia Primaria	Anno 2004		Anno 2005		Anno 1998	
	Tep	%	Tep	%	Tep	%
Gas naturale	721.794	59,8%	1.014.018	68,9%	150.000	67,3%
RSU	252.794	20,9%	184.167	12,5%	-	0,0%
Carbone	105.909	8,8%	106.442	7,2%	20.000	9,0%
Olio combustibile	91.772	7,6%	68.827	4,7%	49.000	22,0%
Recuperi industriali	5.662	0,5%	4.330	0,3%	1.000	0,4%
Geotermia	10.952	0,9%	10.835	0,7%	3.000	1,3%
Biomasse	17.827	1,5%	82.092	5,6%	-	0,0%
<b>TOTALE FOSSILI</b>	<b>919.475</b>	<b>76,2%</b>	<b>1.189.287</b>	<b>80,9%</b>	<b>219.000</b>	<b>98,2%</b>
<b>TOTALE RINNOVABILI</b>	<b>287.235</b>	<b>23,8%</b>	<b>281.424</b>	<b>19,1%</b>	<b>4.000</b>	<b>1,8%</b>
<b>TOTALE GENERALE</b>	<b>1.206.710</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.470.711</b>	<b>100,0%</b>	<b>223.000</b>	<b>100,0%</b>

Tabella 2.16 Mix di fonti di energia primaria utilizzato nei sistemi di teleriscaldamento in Italia. Fonte: dati AIRU, website

Il teleriscaldamento contribuisce in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni in ambito urbano, sostituendosi in molti casi ad impianti individuali o condominiali obsoleti a basso rendimento.

L'investimento richiesto è però notevole, prevalentemente legato alla realizzazione delle reti per il trasporto del calore (acqua calda o vapore surriscaldato). Il ritorno dell'investimento è generalmente stimato intorno al 10%, ed è variabile in funzione del numero di abitazioni collegate per km di rete. Un'altra variabile molto importante è la tipologia di impianti installati per la produzione di energia, il calore infatti deve avere un basso costo di produzione; questo si ottiene soprattutto nel caso di cascami termici, da impianti cogenerativi, o recuperi industriali o impianti di termovalorizzazione. Lo sfruttamento di fonti rinnovabili come biomasse e vapore geotermico risulta ad elevato ritorno soprattutto in contesti molto piccoli dove la quasi totalità di energia termica è prodotta da tali fonti.



## 3 IL PRIVATE EQUITY

### 3.1 Definizioni

L'intervento del private equity prevede l'acquisizione di partecipazioni significative in imprese con l'obiettivo di incentivarne la crescita di valore al fine di realizzare una plusvalenza sulla vendita delle azioni dopo un determinato periodo di tempo; congiuntamente ai mezzi finanziari, l'investitore istituzionale offre esperienze professionali, competenze tecnico-manageriali e una rete di contatti con altri investitori e istituzioni finanziarie.

Le principali operazioni di private equity vengono distinte e classificate come [21]:

- start up: investimento in tutte le prime fasi di vita dell'impresa, finalizzato all'avvio dell'attività;
- expansion: investimento nelle fasi di sviluppo dell'impresa, finalizzato ad espandere (geograficamente, merceologicamente, ecc.) l'attività;
- replacement: investimento finalizzato alla ristrutturazione della base azionaria, in cui l'investitore istituzionale si sostituisce, temporalmente, a uno o più soci di minoranza non più interessati a proseguire l'attività;
- buy out: investimenti finalizzati alla sostituzione o comunque alla modifica sostanziale della proprietà dell'impresa; frequentemente per questo tipo di intervento si ricorre all'uso della leva finanziaria come strumento di acquisizione (leveraged buy out).

Un'altra modalità di distinzione delle diverse operazioni di private equity può essere fatta in funzione della finalità che l'intervento assume:

- il finanziamento dell'avvio;
- il finanziamento dello sviluppo;
- il finanziamento del cambiamento.

Se l'intervento ha buon esito, si innesca un processo di crescita all'interno della partecipata che comporta un miglioramento delle performance economiche della stessa. L'investitore istituzionale concentra quindi la sua attenzione su iniziative per le quali l'apporto di capitali e competenze professionali da parte sua possa accelerare il processo di creazione di valore.

Nel corso degli ultimi vent'anni il private equity italiano è stato caratterizzato da una continua e profonda evoluzione strutturale che ha consentito al mercato di raggiungere una posizione di assoluto rilievo all'interno del più ampio panorama internazionale, sia per le dimensioni che per la qualità delle operazioni.

Si tratta di un settore in crescita contraddistinto da un sensibile e costante incremento del numero di operatori<sup>16</sup> che hanno avviato la propria attività nel nostro Paese. L'incremento del numero di operatori è stato contestualmente accompagnato da una progressiva crescita dell'attività posta in essere dagli stessi.

La motivazione principale che induce gli investitori a sottoscrivere un fondo di private equity è costituita dal desiderio di ottenere rendimenti più elevati a quelli di lungo periodo offerti dai mercati azionari regolamentati. Gli investitori di private equity, infatti, richiedono di norma un premio nell'ordine dei 5 punti percentuali rispetto al rendimento che conseguirebbero con l'investimento in azioni trattate negli omologhi mercati di borsa. Tale premio compensa il maggior rischio percepito per l'acquisto di titoli non quotati e per la minore liquidità.

### ***3.2 Principali fasi del processo di investimento del private equity***

Il processo di investimento di private equity segue diverse fasi: si parte generalmente dall'analisi del settore e del mercato per valutarne la potenzialità di generazione di valore; si passa quindi all'attività di ricerca e selezione delle opportunità di investimento nel settore analizzato; lo studio di prefattibilità precede la successiva importante fase di due diligence, sul piano industriale e sugli aspetti legali e gestionali; se la valutazione del progetto è positiva si passa alla negoziazione e alla strutturazione dell'operazione.

L'individuazione di un'opportunità di investimento per un private equity rappresenta già il primo risultato di un lavoro intenso di ricerca e selezione tra diverse opportunità. I progetti di investimento selezionati devono infatti soddisfare diversi requisiti che rendano interessante l'operazione, primo tra tutti l'IRR<sup>17</sup> (redditività attesa) deve essere superiore al 15%.

L'azienda selezionata dal private equity è soggetta ad un processo di valutazione che parte dall'analisi del settore in cui opera e dal conseguente posizionamento competitivo nel settore di riferimento; il primo obiettivo è verificare le capacità dell'azienda, oggetto della potenziale acquisizione, di generare valore nel tempo attraverso il suo sistema di competenze. Il processo di analisi deve seguire una logica industriale oltre che finanziaria; l'azienda target deve essere in grado di incrementare il proprio reddito operativo sia in termini assoluti che percentuali, oltre che poter incrementare la propria performance economica mediante operazioni di ristrutturazione delle fonti di finanziamento.

Nel contesto di un'operazione di private equity le opportunità di creazione di valore differiscono a seconda della tipologia di investimento. Il conferimento di capitale all'interno

---

<sup>16</sup> Una stima dell'incremento del numero di operatori nel settore è data dall'evoluzione degli Associati AIFI (Associazione Italiana del private equity e venture capital) che, da 15 del 1986, hanno superato la soglia dei 50 nella seconda metà degli anni Novanta, per raggiungere oggi oltre le 100 unità [23]

<sup>17</sup> L'IRR (Interest Rate Return) esprime la redditività dell'investimento tenuto conto di una serie di flussi di cassa (positivi e negativi) generati dall'operazione.

di un'azienda per ottenere rendimenti superiori al costo del capitale comporta la necessità di sviluppare l'azienda portandola al successo e alla generazione di valore. I capitali apportati dall'investitore rappresentano un'opportunità per l'azienda per avviare processi industriali o ristrutturazioni finanziarie che abbiano come effetto quello di incrementare i flussi di cassa operativi e di diminuire il costo del capitale. Per l'investitore è determinante il ruolo all'interno del processo di creazione di valore, e la possibilità che ha di incidere anche sull'assetto industriale-operativo della società; il peso che l'investitore ha all'interno della società dipende dalla percentuale di partecipazione e dal fatto di avere rappresentanza nel consiglio di amministrazione della società.

L'intervento del private equity è molto rapido: individuata un'azienda con un buon potenziale, il private equity investe direttamente nel suo piano di crescita e ne diventa partner, condividendone strategie e obiettivi al fine di aumentare il valore dell'azienda in un periodo di tempo che tipicamente va dai 5 agli 8 anni. Conseguito questo risultato, il partner finanziario uscirà dal capitale ottenendo un certo capital gain, e l'azienda continuerà ad operare autonomamente. Il disinvestimento può definirsi il momento principale dell'operazione, in quanto è il momento in cui viene realizzato il risultato (il capital gain). I canali attraverso cui si realizzano i disinvestimenti sono [22]:

- la quotazione in Borsa, attraverso l'Initial Public Offering (IPO), ovvero la cessione della partecipazione mediante vendita su un mercato regolamentato;
- trade sale: cessione della partecipazione tramite trattativa privata, cedendo le quote azionarie ad altri soci o mediante fusione con altra società;
- secondary Buy Out: acquisto della società partecipata da parte di un altro investitore finanziario, in concorso con manager interni o esterni alla società stessa;
- buy back: cessione della partecipata al socio di maggioranza o ai manager, o riacquisto da parte della società stessa delle proprie azioni (in questa ipotesi ci sono dei limiti dettati dal codice civile, che stabiliscono il tetto massimo del valore dell'operazione pari al 10% del capitale sociale);
- write-off: svalutazione contabile integrale della partecipazione, a seguito della perdita di valore della stessa.

L'operazione di trade sale è quella più frequente; tuttavia per massimizzare il rendimento di un'operazione di private equity l'operazione di IPO storicamente è quella che dimostra performance migliori [24].

Dal punto di vista tecnico è fondamentale il timing dell'operazione: la situazione del mercato borsistico potrebbe essere favorevole o sfavorevole e incidere quindi sul valore di vendita; generalmente un'analisi di questo tipo è prevista già in fase di investimento per pianificare i tempi entro cui realizzare gli interventi per la creazione di valore.

Alcune situazioni potrebbero infine rendere difficile il disinvestimento: incide molto l'interesse del mercato verso il settore in cui opera l'azienda, l'interesse verso l'azienda in particolare, il contesto industriale, il risultato non soddisfacente della due diligence, la scarsa performance dell'azienda, le prospettive future di sviluppo, ecc.

### ***3.3 L'intervento del private equity nel settore energetico***

Il private equity ha mostrato negli ultimi anni crescente interesse per i settori in cui operano tradizionalmente le public utilities: energia elettrica, gas, gestione dei servizi idrici e gestione dei servizi ambientali. Tale scelta è avvenuta in un momento di trasformazioni con l'avvio dei processi di privatizzazione in settori che sono sempre stati regolamentati e presidiati da partecipazioni statali, con grandi potenzialità di creazione di valore mediante il recupero di efficienze di gestione e strategie di crescita nei settori liberalizzati (produzione e vendita di energia elettrica e gas, smaltimento dei rifiuti).

In particolare i cambiamenti climatici e la liberalizzazione del mercato hanno creato buone opportunità di business nel settore delle fonti rinnovabili. In borsa sono quotati certificati sulle energie rinnovabili e ci sono diversi fondi che investono nel settore ambientale e delle energie rinnovabili. I produttori di energia alternativa e i produttori di impianti eolici, a biomasse, gli operatori nel settore della depurazione dell'acqua e dello smaltimento dei rifiuti, hanno visto salire in alto le quotazioni dei propri titoli. Inoltre anche le aziende operanti nei settori tradizionali dell'energia hanno arricchito il proprio portafoglio di attività, investendo nel settore delle rinnovabili.

Le fonti energetiche rinnovabili stanno vivendo una stagione di grande sviluppo a livello mondiale con un peso sempre più rilevante nella bilancia energetica; il quadro normativo ha un ruolo rilevante nello sviluppo o meno di alcune tecnologie, in quanto è il riconoscimento di incentivi, sgravi ed esenzioni che rende possibile la produzione di energia da fonti rinnovabili competitiva rispetto alle fonti fossili tradizionali. In questo contesto i settori che appaiono più dinamici sono l'eolico (tasso di crescita superiore al 35% negli ultimi 5 anni), le biomasse (promettente l'impiego nella produzione di carburanti liquidi per trasporto a prezzi competitivi), e il fotovoltaico. Altri settori a elevato potenziale ma oggi non abbastanza esplorati in Italia e per i quali è possibile ipotizzare una crescita nei prossimi anni, sono quelli del mini-eolico, mini-idro e soprattutto del solare termico.

Gli operatori privati italiani hanno dimostrato fino ad oggi una scarsa propensione verso il settore, motivata principalmente dalla difficoltà di valutazione del rischio in un contesto normativo confuso e instabile, dalla struttura del mercato energetico italiano poco aperto ad iniziative originate da nuovi attori. Gli investimenti sono quindi molto spesso il frutto di iniziative di piccoli imprenditori autofinanziati, o sostenuti dal finanziamento pubblico, risorsa certamente importante, ma meno dinamica e incentivante del finanziamento privato.

Negli ultimi anni si sta affermando in Italia una nuova tendenza che avvicina gli operatori di private equity al settore energetico, ed in particolare al settore delle energie rinnovabili.

A spingere questo nuovo interesse sono diversi fattori:

- importanza crescente della diversificazione delle fonti energetiche, legata ai problemi di approvvigionamento delle fonti tradizionali ed alle fluttuazioni dei prezzi;
- continuo aumento della competitività e affidabilità di alcune tecnologie;

- processo di liberalizzazione del mercato energetico con più spazio per nuove realtà aziendali dal lato dell'offerta e dei servizi;
- sensibilità dell'opinione pubblica nei confronti dei cambiamenti climatici;
- evoluzione del contesto normativo italiano ed europeo, che sta assumendo una struttura più chiara.

La situazione infrastrutturale italiana, come visto nel capitolo 2, richiede nei prossimi anni diversi investimenti, pertanto nonostante la rigidità delle autorità in merito alle autorizzazioni, molti progetti dovranno essere realizzati. Il mercato potenziale per il private equity è dunque significativo, e presenta delle caratteristiche favorevoli:

1. lo stadio evolutivo attuale è tipico di un settore in via di sviluppo, in un contesto competitivo popolato da piccole e medie aziende in crescita
2. le differenti caratteristiche di ciascuna fonte consentono di investire seguendo una strategia di diversificazione di portafoglio e di ottimizzare il profilo rischio/rendimento complessivo degli investimenti.

L'investimento infatti, può non limitarsi ad una singola operazione, ma essere composto da una serie di partecipazioni in attività operanti in segmenti dalle caratteristiche diverse. Con un'adeguata ripartizione degli investimenti tra le diverse fonti, le rinnovabili possono già oggi rappresentare un target interessante per gli operatori di private equity, che presumibilmente tenderanno a prediligere aziende già avviate in segmenti con un rischio tecnologico minore, come l'eolico, il mini-idroelettrico, la termovalorizzazione; alcuni fondi di venture capital potranno invece sostenere tecnologie innovative o nuovi servizi basati sul solare termico, fotovoltaico e fuel cells. Anche gli investimenti finalizzati all'efficienza energetica potranno attirare partner finanziari, soprattutto nel campo della cogenerazione e microcogenerazione e nelle attività tipiche delle Esco.

## 4 ANALISI DELLE OPERAZIONI DI PRIVATE EQUITY NEL SETTORE ENERGETICO

### 4.1 Premessa

L'analisi di seguito riportata si pone l'obiettivo di individuare le principali dinamiche del settore e di definirne i profili evolutivi in Italia, ricorrendo all'evidenza di altre realtà europee.

L'obiettivo della ricerca è quello di fornire una serie strutturata di informazioni riguardanti le caratteristiche degli investimenti ricorrendo esclusivamente a fonti pubbliche di informazione (giornali, siti internet, convegni, associazioni, ecc.).

Da un'indagine preliminare condotta da AIFI<sup>18</sup> mediante questionari inviati ai soci dell'associazione, è possibile trarre indicazioni sull'entità degli investimenti private equity e venture capital nel settore energy & utilities in Italia, sia per l'ammontare complessivo degli investimenti che per il numero di operazioni. Dai primi dati raccolti risulta che il settore energetico in Italia attrae ancora pochi investitori di private equity; il peso percentuale degli investimenti nel settore energy & utilities rispetto al totale del mercato è dell'ordine dell'1/ 2% (v. fig. 4.1).

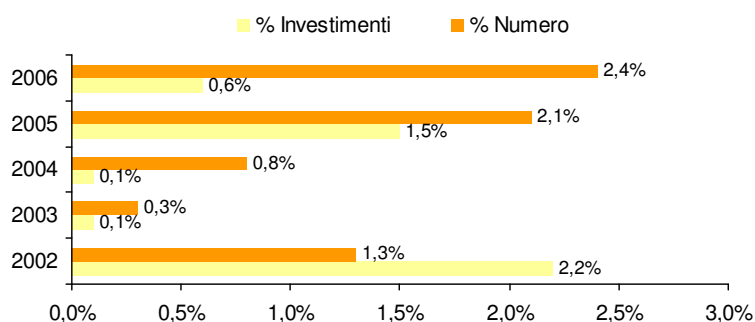


Figura 4.1 Peso percentuale degli investimenti nel settore energy & utilities in Italia sul totale investimenti del mercato. Fonte: rielaborazione su dati AIFI

Confrontando i dati con le medie europee, risulta che l'incidenza degli investimenti private equity nel settore energy & utilities rispetto al totale degli investimenti, è molto simile; nel grafico di fig. 4.2 si riporta la composizione degli investimenti cumulati 2002 – 2005 evidenziando quelli nel settore energy & utilities e in tutti gli altri, in Italia ed in Europa.

<sup>18</sup> L'AIFI è l'Associazione Italiana del Private Equity e Venture Capital

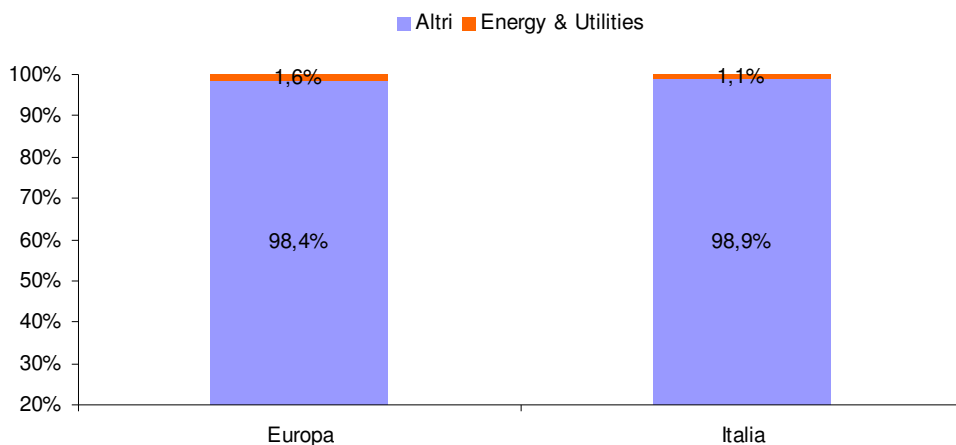


Figura 4.2 Incidenza degli investimenti nel settore energy & utilities in Italia e in Europa sul totale delle operazioni 2002-2005. Fonte: rielaborazione su dati AIFI

Considerando le diverse dimensioni del mercato del private equity, in Europa l'ammontare degli investimenti nel settore energy & utilities risulta circa 20 volte maggiore rispetto a quello dell'Italia, e quasi 50 volte maggiore è il numero di operazioni, come si vede dal grafico di fig. 4.3.

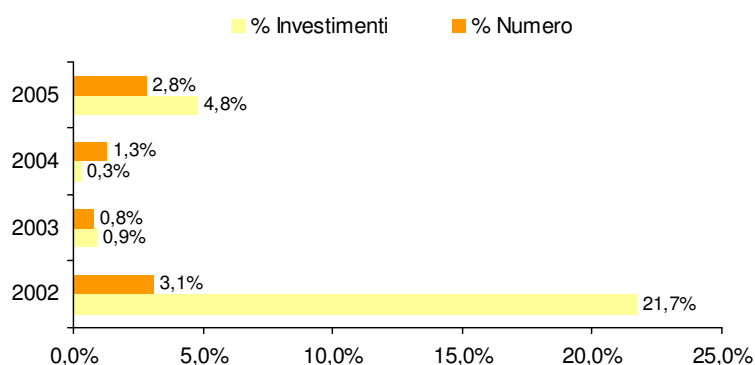


Figura 4.3 Peso percentuale investimenti in Italia rispetto al totale in Europa nel settore energy & utilities. Fonte: rielaborazione su dati AIFI

Nel seguito dello studio saranno analizzate le principali operazioni private equity in Italia che hanno interessato il settore energetico.

## ***4.2 Gli operatori private equity operanti in Italia nel settore energetico***

Nel 2006 l'AIFI ha monitorato circa 130 operatori del settore (di cui 106 associati AIFI). Di questi operatori sono stati selezionati quelli che hanno in portafoglio (ad oggi) partecipazioni in società operanti nel settore energy & utilities.

Dei 130 operatori monitorati da AIFI, circa il 10% detiene in portafoglio partecipazioni in società operanti nel settore energy & utilities. La maggior parte delle società individuate sono fondi internazionali, e gli investimenti in società operanti nel settore energy & utilities non sono tutte in Italia.

Tra tutti gli operatori il fondo Atmos risulta l'unico private equity italiano specializzato in energie rinnovabili. La holding Atmos spa è partita nel 2005 con 11 milioni di euro di dotazione e controllata all'80% da Fondamenta, il fondo di fondi di State Street Global investors, e che fa capo per il restante 20% a 12 investitori istituzionali e non. Il fondo ha concluso sei operazioni di cui quattro in Italia: due nel settore solare-fotovoltaico (Solar energy Italia e Omniasolar Italia), uno nel settore eolico e una entrando nel capitale del gruppo Energia e Servizi (accanto a Dgpa Capital, Venice spa, Igi e Futura). Il Gruppo Energia e Servizi opera nel settore delle energie rinnovabili dal 2002 e nel 2006 ha fatturato 15,7 milioni di euro (+34% dal 2005) con un margine operativo lordo di oltre il 70%. Atmos ha chiuso anche due operazioni all'estero: ha partecipato all'acquisizione di un produttore anglo-olandese di biocombustibili (Wheb biofuels) che attualmente è impegnato nella costruzione del più grande impianto d'Europa di produzione di bio-diesel; ha investito in Ocean power delivery, un'azienda scozzese che ha sviluppato una tecnologia in grado di ricavare energia dal movimento delle maree, insieme ad altri importanti investitori.



Operatori Private Equity	Paese	Società Energy & Utilities in portafoglio	Stato Investimento	Link
3i	Internazionale	<b>Electrawinds (Belgio)</b> , operante nel settore della produzione di EE da fonti rinnovabili	Corrente	<a href="http://www.3i.com">www.3i.com</a>
360° Capital Partner	Lussemburgo	<b>Electro Power Systems</b> (italiana). L'azienda sviluppa e produce motori cogenerativi basati sulla tecnologia fuel cell utilizzando l'idrogeno	Corrente	<a href="http://www.360capitalpartners.com">www.360capitalpartners.com</a>
AME Venture	Italia	<b>Solar Ventures</b> operante in Italia nel settore fotovoltaico	Corrente	<a href="http://www.ameventures.it">www.ameventures.it</a>
ABN Amro	Internazionale	<b>Società Gasdotti Italia</b>	Corrente (Acquistata nel 2006 da Clessidra)	<a href="http://www.abnamro.nl/en/index.html">www.abnamro.nl/en/index.html</a> <a href="http://www.clessidrasgr.it/italiano/">www.clessidrasgr.it/italiano/</a>
Atmos	Italia	<b>Solar Energy Italia</b> (Prato). L'azienda progetta e costruisce impianti fotovoltaici <b>Omniasolar</b> (Benevento). L'azienda progetta e costruisce pannelli fotovoltaici <b>Energia e Servizi</b> . L'azienda opera nella progettazione e costruzione di impianti a fonti rinnovabili (eolico, biomasse, fotovoltaico, idroelettrico)	Corrente Corrente Corrente	<a href="http://www.atmosholding.com/">www.atmosholding.com/</a>
Friulia	Italia	<b>AMGA</b> , utility di Udine <b>Elettrogorizia</b> , Trieste, produce energia elettrica da una centrale a ciclo combinato	Corrente Corrente	<a href="http://www.friulia.it">www.friulia.it</a>
IGI Sgr	Italia	<b>E&amp;S Energy</b> (Napoli), produzione energia elettrica da FR (eolico, biogas)	Corrente dal 2005	<a href="http://www.igisgr.it">www.igisgr.it</a>
Palladio	Italia	<b>Palladio Team</b> (nuova società) operatore industriale integrato nella gestione del ciclo delle acque e dei rifiuti industriali e nella produzione di energia elettrica da rifiuti	corrente	<a href="http://www.palladiofinanziaria.it">www.palladiofinanziaria.it</a>
Jupiter Venture	Belgio	<b>Energ.it (Cagliari)</b> , società multiutility	corrente dal 2001	n.d.

Tabella 4.1 Operatori di private equity che hanno in portafoglio società italiane del settore energy & utilities. Fonte: elaborazione su dati raccolti dai siti web delle società.

Nota: lo stato dell'investimento è aggiornato al 2007.

### **4.3 Le operazioni di private equity nel settore energetico in Italia**

Le operazioni di private equity nel settore energy & utilities sono state selezionate tra le operazioni avvenute in Italia tra il 2000 e il 2006<sup>19</sup>. Per ogni operazione è specificato il nome dell'azienda oggetto della partecipazione, il nome del fondo investitore con eventuali co-investitori, la tipologia di operazione (buy out, expansion, replacement e turnaround), l'origine geografica dell'operazione, una breve descrizione dell'attività svolta (v. tab. 4.2).

In queste operazioni si possono evidenziare due linee strategiche differenti perseguite dai private equity:

- la partecipazione in società che svolgono delle attività non particolarmente performanti ma dai flussi di cassa certi in settori regolamentati (ad esempio le società operanti nel settore della distribuzione del gas Camuzzi Gazometri, Amga Udine, Edison Gas poi Società Gasdotti Italia);
- la partecipazione in società che operano in settori adiacenti a quelli tradizionali riguardanti il business energetico (Powerco, Cam Tecnologie, E&S Energy, Solar Ventures, Electro Power Systems, Palladio Team, Energ.it)

Nel primo caso la strategia è quella di un investimento all'interno di una società non valorizzata dal mercato, che necessita di capitali da investire per l'infrastrutturazione del servizio; con la completa liberalizzazione del mercato energetico, e con l'avvio delle strategie di aggregazione di molte utilities, alcune di queste partecipazioni hanno avuto una sensibile rivalutazione di mercato. Molte di queste partecipazioni sono infatti state successivamente cedute direttamente ad utilities di grandi dimensioni (come ad esempio la Camuzzi Gazometri che è stata acquisita da Enel), o ad altri operatori finanziari specializzati nella riorganizzazione e nella creazione di valore attraverso il recupero di efficienza all'interno del sistema.

Nel secondo caso la strategia è basata sulla creazione di valore in breve tempo realizzando un capital gain dall'attività di disinvestimento dopo pochi anni, investendo all'interno della società per renderla produttiva, efficiente, competitiva sul mercato.

L'innovazione tecnologica presente all'interno dei processi di produzione influenza fortemente la scelta della strategia di investimento da parte delle società di private equity.

---

<sup>19</sup> E' necessario sottolineare che i dati raccolti non sono esaustivi e per molte operazioni non è stato possibile ricostruire tutte le informazioni.

Anno	Target	Investitore	Quota	Co-Investor	Tipologia operazione	Uscita	Area Geografica	Descrizione
2000	Camuzzi Gazometri	NHS	16%	Arca Impresa (10,3) Private Equity Partners (10,3) Interbanca (5,2) Ducato Gestioni (5,2) Meliorbanca (5,2)	Buyout	2002	Lombardia	Distribuzione Gas Naturale, progettazione impianti, costruzione e gestione
	Powerco	Sofipa	20%		Expansion	2001	Puglia	Produzione Energia Elettrica da rifiuti
2001	Amga Udine	21Investimenti	2%		Expansion	2004	Friuli VG	Distribuzione Gas naturale
	Energ.it	Jupiter Venture	n.d.		Start up		Sardegna	Multiutility operante nel settore della vendita di gas, energia elettrica, servizi ICT e produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili
2002	Cam Tecnologie	Centrobanca Sviluppo Impresa	10%		Expansion	2004	Lombardia	Combustibili alternativi, leader nel settore del gasolio emulsionato
2004	Edison Gas	Clessidra Capital Partners	100%		Buy out	2006	Lombardia	Distribuzione Gas naturale
	Elettra GII	Hutton Collins	100%	Oxenbridge	Buy out		Lombardia	n.d.
	Solar Ventures	AME Ventures	n.d.		Expansion		Lombardia	Progettazione e installazione di impianti fotovoltaici
2005	E&S Energy	Interbanca Gestione Investimenti (IGI)	22%		Expansion		Campania	Energia elettrica, gas e energie alternative (specializzato biogas)
	Palladio Team	Palladio	100%		Start up		Lombardia	Operatore industriale integrato nella gestione del ciclo delle acque e dei rifiuti industriali e nella produzione di energia elettrica da rifiuti
	Solar Energy Italia	Atmos	100%		Start up		Toscana	Progettazione e costruzione di impianti fotovoltaici
2006	Società Gasdotti Italia (Edison Gas)	ABN AMRO	100%		Buy out		Lombardia	Distribuzione Gas
	E&S Engineering	Atmos	25%		Buy out		Lazio	Progettazione e costruzione di impianti a fonti rinnovabili
	Omniasolar	Atmos	49%		Start up		Basilicata	Progettazione e costruzione di pannelli fotovoltaici
2007	Electro Power Systems	360° Capital Partners	n.d.		Expansion		Piemonte	Progettazione e sviluppo di motori cogenerativi basati sulla tecnologia fuel cell utilizzando l'idrogeno
	Energia e Servizi	Atmos	48%	Dgpa Capital Venice di Palladio Finanziaria IGI Futura	Expansion			Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

Tabella 4.2 Operazioni di private equity nel settore energy & utilities in Italia dal 2000 ad oggi.  
Fonte: rielaborazione su dati e informazioni raccolte sui siti web delle società e sui rapporti PEM [25]

L'esperienza di AME Ventures all'interno della società Solar Ventures operante nel settore fotovoltaico rientra in una strategia orientata all'investimento in un mercato che si sta sviluppando e che risulta molto promettente in Italia; l'attività di Solar Ventures non è focalizzata sulla vendita di energia elettrica prodotta da pannelli fotovoltaici, ma sulla progettazione, sviluppo e installazione di impianti fotovoltaici per clienti che ne fanno richiesta, seguendo anche tutte le fasi relative all'iter autorizzativo. La creazione di valore in questo caso è legata alla dimensione del volume d'affari, ed alla possibilità di offrire oltre al prodotto finale tutti i servizi di consulenza connessi.

L'investimento del fondo 360° Capital Partners in Electro Power Systems rientra negli investimenti in ambito high tech: l'azienda infatti progetta e sviluppa impianti cogenerativi basati sulla tecnologia fuel cell all'idrogeno, ed investe molto nell'innovazione e nella ricerca. Le potenzialità di un'azienda high tech sono legate alla capacità finanziaria che l'azienda ha di sostenere le proprie ricerche, quindi l'introduzione di capitali privati generalmente accelera i tempi per il conseguimento di know how e brevetti. L'Electro Power Systems accanto all'attività di ricerca high tech svolge un'attività operativa di produzione ed installazione di impianti cogenerativi per piccole e medie aziende che necessitano di impianti di emergenza o impianti cogenerativi per produrre energia da impiegare nei processi di produzione.

Atmos è l'unico tra gli operatori elencati ad essere un private equity specializzato nel settore delle fonti rinnovabili. Atmos ha investito in Italia in due aziende che progettano e costruiscono impianti fotovoltaici, la Solar Energy Italia (100% del capitale in fase di start up) e la Omnisolar Italia (49% in fase di start up/riconversione industriale), e in E&S Engineering che progetta e costruisce impianti eolici, fotovoltaici, idroelettrici e a biomasse. Nel 2007 Atmos ha investito insieme ad altri partner finanziari nel capitale della Energia e Servizi holding, al fine di espandere l'attività nel settore delle rinnovabili con l'obiettivo di diventare leader del settore in Europa in pochi anni. Tutte le aziende nel portafoglio di Atmos hanno in comune la propensione ad investire nell'innovazione, con l'obiettivo di crescere all'interno del mercato europeo e non solo italiano.

La scelta di Palladio è stata invece quella di creare Palladio Team (Tecnologia Energia e Ambiente) un operatore industriale integrato nella gestione del ciclo delle acque e dei rifiuti industriali e nella produzione di energia elettrica da rifiuti. Attività di questo tipo necessitano di elevati investimenti nella fase di acquisizione del know how e degli impianti necessari: senz'altro si tratta di un investimento che ha tempi di rientro medio/lunghi, ma con una marginalità discreta e stabile.

Un caso molto interessante è quello della Energ.it, un'azienda nata con il supporto del fondo Jupiter Venture, secondo un modello multiutility: Energ.it opera nella vendita di energia elettrica e gas, offre servizi di ICT, e ha investito in alcuni impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Sardegna (impianti eolici). La crescita di Energ.it è stata molto veloce, sfruttando la liberalizzazione del mercato energetico e la strategia di diversificazione dei servizi offerti sui canali commerciali.

#### ***4.4 Le operazioni di private equity nel settore energetico in Europa***

In Europa sono state analizzate 208 società iscritte alle associazioni EVCA (European Venture Capital Association) e BVCA (British Venture Capital Association, la più grande associazione a livello europeo).

Dall'analisi delle informazioni riportate sui siti web delle 208 società, è emerso che solo 56 di esse detengono attualmente in portafoglio investimenti nel settore energetico<sup>20</sup>, e sono riportate nella tabella 4.3. Alcune delle operazioni interessano anche aziende operanti fuori dal contesto europeo, in particolare sono presenti molte operazioni negli Stati Uniti e Sud America.

Gli investimenti sono orientati verso aziende che operano in settori tecnologici ed innovativi, o nel settore dell'esplorazione e produzione di idrocarburi.

Alcuni dei fondi analizzati sono specializzati nel settore delle energie rinnovabili e delle tecnologie innovative a basso impatto ambientale (cosiddetto settore cleantech), il che evidenzia una tendenza verso questo tipo di investimenti. Nel settore delle energie rinnovabili sono presenti investimenti che interessano tutta la filiera dalla progettazione e sviluppo, alla costruzione, installazione e gestione; in particolare nel settore delle biomasse compaiono operazioni che interessano aziende operanti nella produzione di etanolo e altri biocombustibili (CNNA in Brasile, Ensus Ethanol nel Regno Unito).

Le acquisizioni interessano anche le utilities (es. nel Regno Unito South Staffordshire Plc, Bizz Energy, British gas connection, East Surrey Holding) il cui recente sviluppo a livello europeo sta spingendo molti dei fondi di private equity ad analizzarne il business per eventuali acquisizioni o per entrare come partner in altre operazioni di investimento.

---

<sup>20</sup> Il risultato riportato nella tab. 4.3 non è esaustivo in quanto non tutte le informazioni sono reperibili tramite i siti web degli operatori.

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
3i	Regno Unito	<a href="http://www.3i.com">www.3i.com</a>	Tutti i settori	Advanced Planet (Regno Unito). Sviluppa impianti di produzione di energia elettrica in Europa e America
3i				Delta Hydrocarbons (Olanda). E' una società dedicata alla produzione di idrocarburi nelle aree già mature in fase di dismissione
3i				Dockwise (Benelux). E' un'azienda di trasporti e di servizi per il settore idrocarburi su mare
3i				Electrawinds (Belgio), operante nel settore della produzione di EE da fonti rinnovabili
3i				Energy Development Partners (Regno Unito). E' un fondo tecnico dedicato a progetti di sviluppo nel settore idrocarburi di cui detiene il controllo tecnico
3i				Petrochem Carless Limited (Regno Unito) è leader in Europa nella raffinazione e distribuzione di idrocarburi speciali ad alta performance, dalle caratteristiche chimiche e fisiche speciali
3i				RGB (Regno Unito). Lavora nel settore idrocarburi, fornendo servizi come manutenzioni, gestioni, strutture speciali subacquee
ABN Amro	Regno Unito	<a href="http://www.abnamrocapital.com">www.abnamrocapital.com</a>	Tutti i settori	ABN AMRO Infrastructure Capital Management. E' un fondo del Gruppo ABN Amro, costituito nel 2005 per investire in infrastrutture. Uno degli ultimi investimenti è l'acquisizione di SGI (Italia) dal fondo Clessidra

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Advent International	Internazionale	<a href="http://www.adventinternational.com">www.adventinternational.com</a>	Tecnologie, Costruzioni, Energia, Settore biomedicale, Trasporti, ICT	RWE Solutions (Germania). Nel 2006 Advent acquisisce il controllo della società operante come multiutility nel settore dell'energia. In particolare ha il pieno controllo delle due maggiori società ad essa affiliate: Sag Holding (infrastrutture connesse all'energia) e Nukem Holding (smantellamento impianti nucleari)
Andlinger & Company CVBA	Belgio	<a href="http://www.andlinger.com">www.andlinger.com</a>	Società e tecnologie operanti nel settore delle energie pulite e della riduzione dell'impatto ambientale	AgCert (Irlanda). E' leader nella produzione e vendita di sistemi per la riduzione di gas serra, ed è un ente certificatore
Arcapita  Arcapita  Arcapita	Internazionale	<a href="http://www.arcapita.com">www.arcapita.com</a>	Settore biomedicale, Energia, Costruzioni, Prodotti industriali e servizi, Ingegneria, Trasporti, ICT	Prenova Inc., è una delle principali aziende di servizi di energy management negli USA  Falcon Gas Storage Company (USA). Società di stoccaggio del gas  South Staffordshire Plc (Regno Unito). Utility operante nel settore dell'acqua
Atlas Venture LLP	Regno Unito	<a href="http://www.atlasventure.com">www.atlasventure.com</a>	Bioteologie, Medico, Chimico e materiali, Energia, Comunicazioni, IT, Elettronica, Nanotecnologia, Clean Technologies	Bizz Energy (Regno Unito). Vende energia elettrica e gas in tutta Europa a piccoli e medi clienti business attraverso internet

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
BASF Venture Capital GmbH	Germania	<a href="http://www.basf-vc.de">www.basf-vc.de</a>	Industria biotecnologica, Nanotecnologia, Energy Management	<p>Chrysalix Energy Limited Partnership. E' un Venture Capital canadese specializzato nelle nuove tecnologie energetiche, specialmente fuell cells</p> <p>Heliatek GmbH, fondata nel 2006 come spin-off dell'Università di Dresden e dell'Università di Ulm. La società si occupa dello sviluppo, produzione e commercializzazione di celle solari</p> <p>Luca Technologies, Inc., Golden, USA, è focalizzata sullo sviluppo di un nuovo segmento energetico industriale basato sulla generazione di gas nautrale dall'attività di fermentazione microbica dei residui organici dei depositi di idrocarburi</p> <p>UltraCell Corp., Livermore, USA. Fondata nel 2002 sviluppa e costruisce sistemi di celle a combustibile per applicazioni elettroniche portatili.</p>
BASF Venture Capital GmbH				
BASF Venture Capital GmbH				
BASF Venture Capital GmbH				
Blackstone Group International Ltd	Internazionale	<a href="http://www.blackstone.com">www.blackstone.com</a>	Tutti i settori	<p>Sithe Global (America) è una società che sviluppa impianti di produzione di energia elettrica con un portafoglio diversificato di progetti in vari stadi di sviluppo, incluso 3 progetti di impianti a carbone negli USA e 3 impianti internazionali che usano un mix di combustibili</p> <p>Kosmos Energy è stata fondata da un'impresa internazionale che gestisce progetti di esplorazione di petrolio e gas. E' focalizzata su progetti nei pressi delle coste occidentali africane</p>
Blackstone Group International Ltd				



Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Calculus Capital Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.calculuscapital.com">www.calculuscapital.com</a>	Tutti i settori	Egdon Resources Plc (Regno Unito), opera nel settore del gas svolgendo attività di esplorazione e stoccaggio. La società prima concentrata nel Regno Unito, ha esteso le sue attività in tutta Europa
Candover	Europa	<a href="http://www.candover.com">www.candover.com</a>	Settore biomedicale, servizi finanziari, ingegneria, energia, costruzioni, prodotti industriali, ICT	Wellstream è un operatore globale che produce sistemi flessibili di condutture per piattaforme offshore di trivellazione di gas e idrocarburi. Nel maggio 2007 la società si è quotata sulla London Stock Exchange
Catapult Venture Managers Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.catapult-vm.co.uk">www.catapult-vm.co.uk</a>	Tutti i settori	Turbine Efficiency (Regno Unito). Produce impianti di cogenerazione con turbine a gas, di taglia di circa 10 MW per ospedali o altre strutture che necessitano di sistemi di generazione isolati
CCMP Capital Advisors (UK), LLP CCMP Capital Advisors (UK), LLP	Internazionale	<a href="http://www.ccmpcapital.com">www.ccmpcapital.com</a>	Settore biomedicale, servizi finanziari, ingegneria, energia, costruzioni, prodotti industriali, ICT	Madisonville Gas Processing (Colorado) è una società specializzata in impianti di trattamento del gas naturale Noble Environmental Power (Connecticut) è focalizzata sullo sviluppo di progetti di impianti eolici
CVC Capital Partners Limited CVC Capital Partners Limited	Europa	<a href="http://www.cvc.com">www.cvc.com</a>	Tutti i settori	AVR, waste management (Olanda) Inalta (Spagna), rete trasmissione elettrica AT.
Danfoss A/S	Danimarca	<a href="http://www.corporate-ventures.danfoss.com">www.corporate-ventures.danfoss.com</a>	Settore cleantech	Conduit Ventures Limited ("CVL") è il primo venture capital in Europa specializzato nel settore fuel cells e sulle relative tecnologie all'idrogeno.
Dow Europe GmbH	Svizzera	<a href="http://www.dowvc.com">www.dowvc.com</a>	ICT, Biotecnologie, Scienze fisiche	Superprotonic (California). E' un'azienda specializzata nelle nuove tecnologie energetiche. Ha sviluppato una classe di elettroliti "Solid Acid Electrolytes", conduttori con ottime proprietà per le fuel cells.

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Duke Street Capital	Europa	<a href="http://www.dukestreetcapital.com">www.dukestreetcapital.com</a>	Settore biomedicale, servizi finanziari, ingegneria, energia, costruzioni, prodotti industriali, ICT, Cleantech	Wastepack Group (Regno Unito). E' leader nel settore dei servizi per il riciclo dei rifiuti
Dunedin Capital Partners Limited	Europa	<a href="http://www.dunedin.com">www.dunedin.com</a>	Settore biomedicale, servizi finanziari, ingegneria, energia, costruzioni, prodotti industriali, ICT	Oss Group, leader in Europa nel trattamento e smaltimento dei rifiuti pericolosi e produttore di un combustibile alternativo (Clean fuel oil).
Dynamics Venture Capital Fund GmbH	Germania	<a href="http://www.dynamicsventure.com">www.dynamicsventure.com</a>	Settore energia e acqua	Energetech Pty Limited (Australia). Commercializza sistemi efficienti per la produzione di energia dal moto degli oceani
Electra Partners LLP	Regno Unito	<a href="http://www.electrapartners.com">www.electrapartners.com</a>	Tutti i settori eccetto early stage in tecnologie	Energy Power Resources (Regno Unito), produce energia elettrica da diversi impianti, il 10% degli impianti è a fonti rinnovabili.
Emerald Technology Ventures AG	Svizzera	<a href="http://www.emerald-ventures.com">www.emerald-ventures.com</a>	Nata come SAM Tecnologie, è un Venture Capital specializzato in investimenti in tecnologie innovative in campo energetico e ambientale	Angstrom Power (Canada). Specializzata nella produzione di micro fuel cell per dispositivi portatili
Emerald Technology Ventures AG				CTP. Azienda specializzata nella costruzione di generatori elettrici per sistemi isolati, sfruttando fuel cell alimentate ad idrogeno, prodotto con altri combustibili (diesel, etanolo, propano, ecc).
Emerald Technology Ventures AG				EnOcean GmbH (Germania). Produce e vende interruttori e sensori senza batterie, che trasformano energia di processo in energia elettricamente utilizzabile
Emerald Technology Ventures AG				Pelamis Power Delivery (Irlanda). E' il nuovo nome della Ocean Power Delivery, azienda operante nel settore della produzione di energia dal moto dell'oceano.
Emerald Technology Ventures AG				Polyfuel (Canada). Produce membrane per fuel cells
Emerald Technology Ventures AG				Xunlight Corporation (Spagna), una spin off dell'Università di Toledo spin-off, è produttrice di moduli per la conversione della luce in energia

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Entrepreneurs Fund BV	Olanda	<a href="http://www.efbv.net">www.efbv.net</a>	scienze della vita, scienza dei materiali, tecnologie relative all'automazione, tecnologie per il settore idrico e l'aviazione	Attualmente nessun investimento, ma ha investito in Qcell e in Renewable Energy Corporation operanti nel settore dell'energia solare
ETF Manager LLP	Regno Unito	<a href="http://www.ETF.eu.com">www.ETF.eu.com</a>	E' un fondo specializzato esclusivamente nel settore delle tecnologie innovative e a basso impatto ambientale, in ambito energetico e ambientale	Perpetuum (Regno Unito). E' un costruttore di sistemi di generazione di energia da vibrazioni
Foresight Venture Partners	Europa	<a href="http://www.foresightventurepartners.com">www.foresightventurepartners.com</a>	Chimico e materiali, Energia, Costruzioni, Ingegneria, Comunicazione, Media e fotografia, IT, Elettronica, Nanotecnologie, Clean technology	O-Gen UK Ltd: produce energia rinnovabile da materiali organici; il calore degli impianti è utilizzato per creare un ciclo combinato di energia elettrica e calore  Sindicatum è una società che investe in tecnologie per convertire le emissioni di gas serra in una fonte di ricavi a lungo termine. Sindicatum ha diversi progetti in sviluppo in diversi settori, incluso le miniere di carbone, industrie chimiche e di processo, gestione rifiuti e produzione di energia. Questi progetti beneficieranno dei carbon credits creati dal Protocollo di Kyoto.  Iskra Wind Turbines costruisce turbine eoliche di tre dimensioni. La società ha sviluppato un'elevata efficienza nella costruzione tanto da raggiungere un buon rapporto qualità prezzo per tutte le taglie di turbine commercialmente disponibili
Foresight Venture Partners				
Foresight Venture Partners				
Glitnir Total Capital	Internazionale	<a href="http://www.glitnirbank.com/totalcapital">www.glitnirbank.com/totalcapital</a>	Offre servizi bancari e finanziamenti in tutti i settori	Il settore dell'energia rinnovabile è uno dei principali business in cui opera Glitnir Total Capital, fornendo servizi di consulenza e finanziamento
Gresham LLP	Regno Unito	<a href="http://www.greshampe.com">www.greshampe.com</a>	Tutti i settori	Altair progetta e costruisce degli apparati per il filtraggio dell'aria nelle condotte delle turbine a gas. I settori applicativi sono le piattaforme offshore di petrolio e gas, generazione elettrica e settore marino
Hydro Technology Ventures	Norvegia	<a href="http://www.hydro.com/ventures">www.hydro.com/ventures</a>	Investimenti in progetti relativi all'energia solare e all'energia idroelettrica	n.d.

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Impax Asset Management Ltd	Internazionale	<a href="http://www.impax.co.uk">www.impax.co.uk</a>	Energia, Clean technology, Settore Ambientale, Energie rinnovabili, Rifiuti, Acqua	Opera attraverso diversi fondi specializzati "Infrastrutture", "Ambiente", "Efficienza energetica, acqua e gestione rifiuti", "Venture Capital". Nel fondo di Venture Capital:
Impax Asset Management Ltd				Cellex (Canada) sviluppa celle a combustibile alimentate da idrogeno
Impax Asset Management Ltd				Ocena Power Delivery Ltd (Scozia) ha sviluppato una nuova turbina offshore per la conversione dell'energia degli oceani
Impax Asset Management Ltd				Ensyn's RTP™ technology (Rapid Thermal Processing) (Canada), produce biocombustibile da legna e altre biomasse, sfruttando il 75% del peso.
Impax Asset Management Ltd				Sterecycle (Regno Unito) è specializzata in avanzati sistemi di trattamento e riciclo di rifiuti urbani
Impax Asset Management Ltd				RecovCo (Francia) è un'azienda che opera nel settore dell'alluminio; la tecnologia RTF è impiegata nel riciclo dell'alluminio con elevate efficienze e risparmi di energia

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Imperial Innovations Group plc	Europa	<a href="http://www.imperialinnovations.co.uk">www.imperialinnovations.co.uk</a>	Biotecnologie, Farmaceutico, Sanitario, Energia, Ingegneria, IT	Ceres Power (Regno Unito), acquistò i diritti di proprietà intellettuale delle celle a combustibile dall'Imperial College. Oggi produce internamente i componenti fondamentali delle celle a combustibile, e si avvale di partner industriali per l'integrazione di altri componenti per il prodotto finito da distribuire agli utilizzatori finali.
Imperial Innovations Group plc				Hydroventure è una società operante nel settore dell'energia rinnovabile e servizi idrici, che ha sviluppato una tecnologia per la produzione di energia elettrica dall'acqua dei fiumi senza utilizzare parti in movimento nell'acqua.
Imperial Innovations Group plc				Nexeon ha sviluppato una nuova batteria ad elevata densità di energia
Industri Kapital Ltd	Europa	<a href="http://www.industrikapital.com">www.industrikapital.com</a>	Tutti i settori	Moventas (Finlandia) è un produttore di turbine eoliche e industriali; inoltre la società progetta, costruisce e commercializza soluzioni di trasmissione meccanica dell'energia e servizi per le industrie di processo ed energia
Isis Innovation Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.isis-innovation.com">www.isis-innovation.com</a>	Trasferimento tecnologico dall'Università di Oxford	nessun spin-out nel settore energetico nel corso del 2006 e 2007
Kohlberg Kravis Roberts & Co Ltd	Internazionale	<a href="http://www.kkr.com">www.kkr.com</a>	Tutti i settori	Energy Future Holdings (Texas). Opera nel settore della generazione e distribuzione di energia elettrica, costruzione di reti di distribuzione e trasmissione

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Kohlberg Kravis Roberts & Co. Ltd.	Internazionale	<a href="http://www.kkr.com">www.kkr.com</a>	Settore industriale	Energy Future Holdings (Texas). Opera nel settore della generazione e distribuzione di energia elettrica, costruzione di reti di distribuzione e trasmissione
LA Investments Ltd  LA Investments Ltd	Europa	<a href="http://www.lainvestments.co.uk">www.lainvestments.co.uk</a>	Bioteconologie, IT, Elettronica, Clean Technology	Intelligent Energy sviluppa celle a combustibile; ha inoltre sviluppato una tecnologia per la produzione di idrogeno da qualsiasi forma disponibile di combustibile  Proton Power System (Germania). Produce sistemi di celle a combustibile a bassa pressione con un output di 5-150 kW per usi industriali
London Seed Capital Ltd  London Seed Capital Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.londonseedcapital.com">www.londonseedcapital.com</a>	Tutti i settori eccetto costruzioni	Bac2 è lo sviluppatore di ElectroPhenT, una plastica che conduce elettricità. La società è nella fase di lancio commerciale del prodotto in attesa del brevetto in Europa, America e Giappone  Intec Power Holdings Ltd è stata fondata nel 2000. La tecnologia da essi prodotta è il Silent Urban Rotational Generator of Electricity (SURGE) che è un sistema per catturare il movimento naturale dell'aria attorno agli edifici, per convertirlo in elettricità attraverso un generatore ad elevata efficienza dotato di un sistema di controllo.

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Ludgate Investments Limited	Internazionale	<a href="http://www.ludgate.com">www.ludgate.com</a>	Tutti i settori	Ceres Power (Regno Unito), acquisto i diritti di proprietà intellettuale delle celle a combustibile dall'Imperial College. Oggi produce internamente i componenti fondamentali delle celle a combustibile, e si avvale di partner industriali per l'integrazione di altri componenti per il prodotto finito da distribuire agli utilizzatori finali.
Ludgate Investments Limited				Azure Dynamics Corporation (Canada) è leader mondiale nello sviluppo e produzione di componenti elettrici ibridi utilizzati nel settore dei veicoli
Mid Europa Partners LLP	Regno Unito	<a href="http://www.mideuropa.com">www.mideuropa.com</a>	Settore industriale, ICT, Oil & gas, trasporti	Melrose Petrol (Bulgaria). Specializzato nell'esplorazione e produzione di gas metano
Next Wave Ventures	Regno Unito	<a href="http://www.nextwave-ventures.com">www.nextwave-ventures.com</a>	Intrattenimento, Ospedali, Ristoranti, Media, Educazione, Energia Rinnovabile	ITI Energy (Regno Unito), è una società che opera nel settore dell'energia rinnovabile
NorthStar Equity Investors Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.northstarei.com">www.northstarei.com</a>	Team di specialisti nel settore finanziario, scientifico e tecnologico	ACAL Energy Ltd è produttore di un liquido utilizzato nelle membrane polielettrolite delle celle a combustibile
Oxford Capital Partners	Regno Unito	<a href="http://www.oxcp.com">www.oxcp.com</a>	Focus su settori emergenti in ambito scientifico e tecnologico	Green Biologics è una società biotech che ha sviluppato avanzate tecnologie di fermentazione per la conversione delle biomasse in energia rinnovabile
Oxford Capital Partners				Inetec sviluppa impianti di termovalorizzazione e segue tutti i processi di trattamento dei rifiuti dell'industria alimentare
Platina Finance Limited	Regno Unito	<a href="http://www.platinafinance.com">www.platinafinance.com</a>	Servizi business to business, Energie Rinnovabili	Société français d'Eolienne (Francia), sviluppa parchi eolici
Platina Finance Limited				Your energy (Regno Unito), sviluppa parchi eolici
Platina Finance Limited				PI Renewables (Regno Unito), sviluppa parchi eolici

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
PUK Ventures	Regno Unito	<a href="http://www.pukventures.com">www.pukventures.com</a>	Cleantech, IT, Telecomunicazione, Ingegneria	Pelamis Wave Power (Regno Unito). Opera nel settore dell'energia degli oceani; ha sviluppato una turbina (Pelamis) per la conversione dell'energia degli oceani
Schott AG	Germania	<a href="http://www.schott.com/vc">www.schott.com/vc</a>	Materiali innovativi, fibre ottiche, energia solare, settore farmaceutico	Schott Solar (Germania). Progettazione, costruzione e installazione di impianti solari integrati
Siemens Venture Capital GmbH	Germania	<a href="http://www.siemensventurecapital.com">www.siemensventurecapital.com</a>	Tecnologia, Energia e Ambiente, ICT, Automazione e controllo	EnOcean GmbH (Germania). Produce e vende interruttori e sensori senza batterie, che trasformano energia di processo in energia elettricamente utilizzabile
Siemens Venture Capital GmbH				Zolo Technologies, Inc. (Colorado). Sviluppa sensori e sistemi di monitoraggio altamente tecnologici, progettati per incrementare l'efficienza e ridurre le emissioni di gas inquinanti dalla combustione negli impianti di produzione di energia elettrica
Sigma Technology Management Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.sigmacapital.co.uk">www.sigmacapital.co.uk</a>	Biotechologie, Medico, Chimico e materiali, Energia, Prodotti e servizi industriali, ICT, Elettronica	Acquamarine Power è una società creata dalla Joint Venture di due compagnie che operano nel settore dell'energia degli oceani
Sigma Technology Management Ltd				Ocena Power Delivery Ltd (Scozia) ha sviluppato una nuova turbina offshore per la conversione dell'energia degli oceani
STAR Capital Partners	Regno Unito	<a href="http://www.star-capital.com">www.star-capital.com</a>	Petrolio e gas, Energia, Telecomunicazione, Trasporti, Farmaceutico	GWE opera nel settore della distribuzione di energia in Germania. E' specializzato nella produzione di calore ed energia elettrica attraverso cogeneratori costruiti per una pluralità di esigenze, soprattutto utilizzati in ambienti industriali e ospedalieri.



Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
Stonefund NV	Belgio	<a href="http://www.stonefund.com">www.stonefund.com</a>	Materiali innovativi, energia e ambiente, ICT	Applied Plasma Technologies (Belgio). Energie rinnovabili e gassificazione
Stonefund NV				Erda (Belgio). Energie rinnovabili, biomasse
Stonefund NV				Cellex power (Canada). Fuel cell ad idrogeno
Sulis Innovation Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.bath.ac.uk/sulis-innovation">www.bath.ac.uk/sulis-innovation</a>	Tutti i settori	Perpetuum è stata fondata da ricercatori dell'Università di Southampton; la società lavora per soluzioni di autogenerazione di energia eliminando fonti esterne di energia e batterie. E' già stato costruito un microgeneratore. Un'ulteriore scoperta è stata quella della generazione di energia utilizzando l'energia cinetica delle vibrazioni generate dal moto; le applicazioni sono per sensori energetici, microprocessori e trasmettitori.
Terra Firma Capital Partners Limited	Regno Unito	<a href="http://www.terrafirma.com">www.terrafirma.com</a>	Energia, Trasporti, Comunicazione, Intrattenimento, Clean technology	British Gas Connection (Regno Unito). Trasporto e distribuzione gas. Investimento di 150 M€ nel 2005 ceduto nel 2006
Terra Firma Capital Partners Limited				East Surrey Holdings (Regno Unito). Utility. Investimento di 950 M€

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
The Summit Group Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.summit-group.co.uk">www.summit-group.co.uk</a>	Farmaceutico, Energia, Prodotti e servizi industriali, ICT, Biotecnologie	Waste to Energy (Regno Unito) ha sviluppato una tecnologia di gassificazione che ha basse emissioni
Ventizz Capital Partners Advisory AG	Germania	<a href="http://www.ventizz.de">www.ventizz.de</a>	Tecnologia, focus tecnologie energetiche e ambientali	ErSol Solar Energy AG (Germania). Produzione di componenti fotovoltaici
Ventizz Capital Partners Advisory AG				ASi Industries GmbH (Germania). Specializzato nei processi preliminari alla costruzione delle celle fotovoltaiche
Ventizz Capital Partners Advisory AG				PV Crystalox Solar AG (Germania). Produttore di componenti al silicio per sistemi di generazione fotovoltaica.
Vision Capital Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.visioncapital.com">www.visioncapital.com</a>	Tutti i settori eccetto venture portfolios	NuVision Engineerign, consulenza nel settore dell'energia nucleare
Vision Capital Ltd				Kinectrics, consulenza nel settore dell'energia nucleare
Warburg Pincus & Co. International Ltd.	Regno Unito	<a href="http://www.warburgpincus.com">www.warburgpincus.com</a>	Servizi finanziari, tecnologia, ICT, Energia, beni di largo consumo	ElectroMagnetic GeoServices (Norvegia). E' una early stage company, che ha sviluppato una tecnologia proprietaria per le operazioni di esplorazione di giacimenti di idrocarburi offshore. Il fondo di private equity l'ha acquisita nel 2004 da Statoil, e nel 2007 ha completato la procedura di IPO sulla Oslo Stock Exchange.
Warburg Pincus & Co. International Ltd.	Regno Unito	<a href="http://www.warburgpincus.com">www.warburgpincus.com</a>	Servizi finanziari, tecnologia, ICT, Energia, beni di largo consumo	Fairfield Energy (Londra) è una società di esplorazione e di produzione nel settore del gas naturale, specializzata nell'area del Mare del Nord. Il fondo di PE ha acquisito una partecipazione nella società nel 2005
Warburg Pincus & Co. International Ltd.				Petrotec Biodiesel (Germania), è un'azienda che opera nella produzione di biodiesel da oli e grassi riciclati, come ad esempio l'olio da cucina. Warburg Pincus ha investito con un'operazione di management-led buy-out di Petrotec nel maggio 2006

Operatori Private Equity	Paese		Focus Investimenti	Società Energy & Utilities in portafoglio
WHEB Ventures Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.whebventures.com">www.whebventures.com</a>	Chimico e materiali, Energia, Costruzioni, Clean technology	Bowman Power Group Ltd, è leader internazionale nello sviluppo di turbine per motori diesel
XAnge Private Equity	Francia	<a href="http://www.xange.fr">www.xange.fr</a>	Settore delle poste, innovazione	Nasceo (Francia). Specializzata in sistemi di produzione di energia rinnovabile dalla metanizzazione
YFM Private Equity Limited	Regno Unito	<a href="http://www.yfmventurefinance.co.uk">www.yfmventurefinance.co.uk</a>	Costruzioni, Energia, Prodotti industriali, Elettronica, Chimica, Biotecnologie, Servizi	Eclipse Energy (Regno Unito), sviluppa impianti eolici offshore per la generazione di energia rinnovabile
Zouk Ventures Ltd	Regno Unito	<a href="http://www.zouk.com">www.zouk.com</a>	Energie rinnovabili, tecnologie a basso impatto ambientale (settore cleantech)	Sic Processing (Germania). Specializzata nel riciclo di componenti dell'industria dei wafer di silicio dell'industria fotovoltaica.
Zouk Ventures Ltd				Solarcentury (Londra). E' focalizzata sulla progettazione e costruzioni di soluzioni fotovoltaiche integrate.
Zouk Ventures Ltd				Orbenergy (Singapore). Le attività principali sono la vendita, l'installazione e l'assistenza di sistemi solari
Zouk Ventures Ltd				Gas Turbine Efficiency (Svezia). Distributore di avanzati sistemi di compressione mediante turbine a gas ad alta pressione
Zouk Ventures Ltd				The Carbon Neutral Company (Londra). E' specializzata nell'abbattimento delle emissioni di CO2 attraverso la progettazione e l'installazione di impianti ecocompatibili
Zouk Ventures Ltd				East Surrey Holdings (Regno Unito). Utility. Investimento di 950 M€

Tabella 4.3 Operatori di private equity europei, operanti nel settore energy and utilities. Fonte: rielaborazione su dati e informazioni siti web operatori selezionati tramite i siti web di BVCA e EVCA.

## 4.5 Le fonti rinnovabili come nuovi obiettivi per gli investimenti di private equity e venture capital

Il Paese europeo in cui i private equity sono più attivi nel settore delle rinnovabili e delle nuove tecnologie è il Regno Unito, dove sono presenti aziende che rappresentano per numero oltre il 40% del totale in Europa; segue la Germania con aziende finanziate dai fondi che rappresentano oltre il 12% del totale [1]. Gli ultimi Stati in classifica sono Italia, Portogallo e Grecia (v. fig. 4.4).

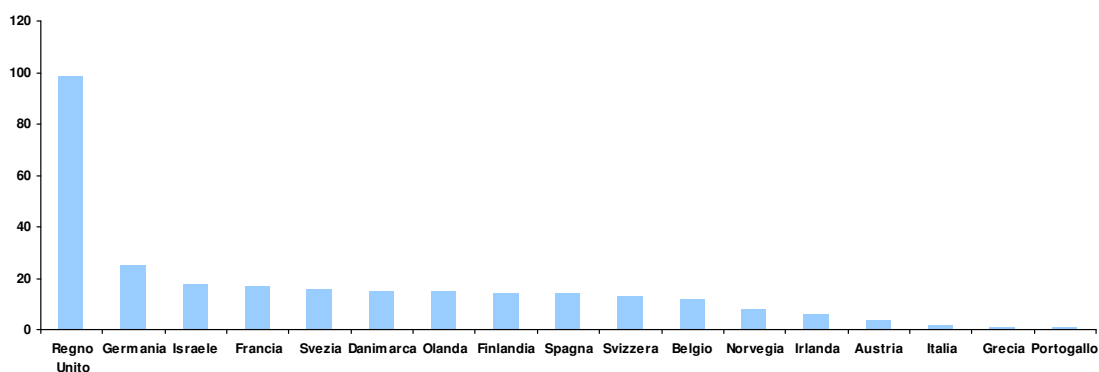


Figura 4.4 Private Equity e Venture Capital in Europa che investono in nuove tecnologie energetiche [1]

In Europa non ci sono ancora operatori specializzati davvero importanti. Secondo lo studio di Library House [1], nel 2006 nessun venture capital o private equity ha chiuso l'anno con più di cinque deal nel settore cleantech; l'operatore più attivo si è rivelato 3i, notoriamente specializzato nel settore, ma che ha sindacato le operazioni con 18 altri investitori, come New Energies Invest, Sustainable Performance Group, Norsk Hydro Technology Ventures, Sustainable Asset Management Pe, Impax Group plc, The Carbon Trust e Atmos (l'unico private equity italiano specializzato nel settore delle rinnovabili).

In Italia, se analizziamo le operazioni riportate nella tabella 4.2 (par. 4.3), su 16 operazioni avvenute tra il 2000 e il 2007, 10 riguardano un'azienda operante nel settore delle fonti rinnovabili o della produzione di energia elettrica da rifiuti.

In altri Paesi come gli Stati Uniti, il Canada, alcuni Paesi scandinavi e la Germania, la sinergia tra imprenditori, finanza pubblica e finanza privata ha già superato il rodaggio e sta sostenendo uno sviluppo rilevante nel settore, contribuendo ad aumentare la competitività e la redditività.

Il settore delle rinnovabili in Italia è caratterizzato dalla difficoltà di valutazione in un contesto di incertezza normativa, e quindi presenta una scarsa attrattività nei confronti di operatori finanziari; gli investimenti nel settore sono quasi totalmente coperti dalle utilities e da imprenditori privati autofinanziati o sostenuti dal finanziamento pubblico.

Lo scenario sta però evolvendo, e i tassi di crescita prospettati per il settore delle rinnovabili stanno avvicinando anche gli operatori di private equity.

Il settore delle rinnovabili può essere senz'altro considerato un settore in via di sviluppo, con un'enorme potenziale di crescita.

La creazione di valore nel settore delle rinnovabili è ripartita tra i diversi comparti della filiera, e la distribuzione è diversa a seconda delle tecnologie impiegate (v. fig. 4.5).

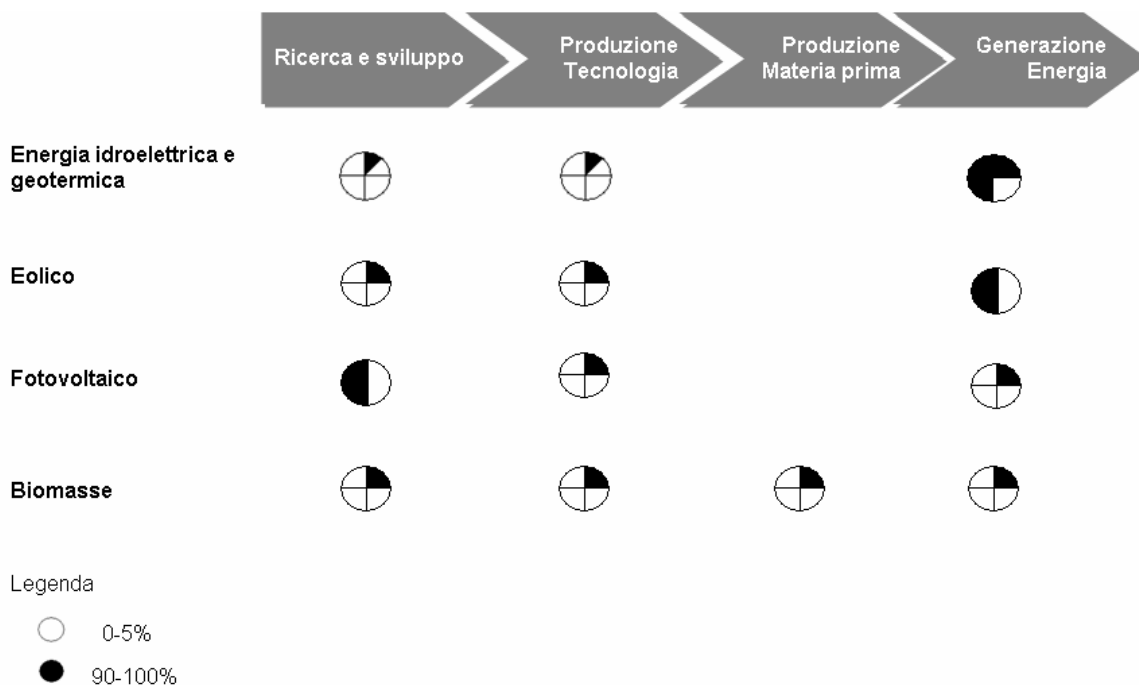


Figura 4.5 Distribuzione del valore lungo la filiera dell'energia rinnovabile

Il risultato della ricerca evidenzia la tendenza degli investitori a scegliere aziende che operano nella progettazione, costruzione ed installazione di impianti, o aziende che producono energia elettrica ma che sono integrate lungo tutta la catena del valore, dalla progettazione all'installazione.

Nelle aziende che operano prevalentemente sulla ricerca e l'innovazione tecnologica (soprattutto nei settori del fotovoltaico, solare termodinamico e delle fuel cells) l'intervento del venture capital si configura come in tutti gli altri settori high tech, con elevati rischi iniziali ma con possibilità di performance elevate.

Nelle aziende operanti con tecnologie più consolidate e minor rischio tecnologico, l'opportunità economica dei private equity è essenzialmente costituita dalla possibilità di ripartire gli investimenti tra le diverse fonti, utilizzando degli strumenti finanziari basati sul debito: le operazioni finanziarie condotte da un private equity presentano senz'altro degli oneri minori, senza contare l'impatto positivo dello scudo fiscale, permettendo di massimizzare il rendimento del capitale di rischio direttamente investito nell'azienda.

## ***4.6 La valutazione dei progetti nel settore dell'energia rinnovabile in Italia***

### **4.6.1 L'analisi dei rischi**

I principali rischi connessi all'investimento nel settore dell'energia rinnovabile sono relativi al tema autorizzazioni, e agli incentivi connessi alla produzione di energia elettrica.

La normativa riguardante le autorizzazioni in campo energetico è stata molto alleggerita per gli impianti a fonti rinnovabili per favorirne lo sviluppo; tuttavia in molti casi si è vincolati all'ottenimento dei nulla osta da parte degli enti locali che potrebbero ostacolare l'iter autorizzativo indipendentemente dalle prescrizioni normative. La mancata autorizzazione ha un'incidenza economica negativa quando si tratta di impianti per i quali si sono sostenuti investimenti e costi prima dell'ottenimento delle autorizzazioni (es. rilevazioni, studio di fattibilità, progettazione, acquisto di terreni, ecc.); i tempi autorizzativi possono incidere sui tempi di rientro dell'investimento, assorbendo risorse senza generare reddito.

Per quanto riguarda il rischio regolatorio, questo ha un impatto relevantissimo sul ritorno dell'investimento, in quanto gli incentivi (certificati verdi) rappresentano spesso quasi i 2/3 dei ricavi connessi alla realizzazione di tali impianti e consentono il raggiungimento dell'equilibrio economico<sup>21</sup>.

Poiché il risultato economico a fronte di un investimento in impianti di produzione di energia dipende dalla quantità di energia elettrica prodotta, è molto importante un'attenta valutazione delle probabilità di mancata o limitata produzione di energia elettrica: le fonti rinnovabili come l'energia eolica, l'energia idroelettrica e l'energia fotovoltaica, hanno purtroppo la caratteristica di essere incostanti e imprevedibili in quanto legate a fattori ambientali (il sole, il vento, l'acqua).

Un altro fattore da analizzare è la complessità del progetto sia in fase di progettazione e realizzazione che in fase di gestione: la complessità si riflette automaticamente nei costi e influenza quindi l'IRR.

Gli investimenti di venture capital coinvolti in operazioni di start up sono soggetti prevalentemente al rischio tecnologico, legato sia alle difficoltà tecniche di realizzazione dei progetti che al rischio di obsolescenza prematura della tecnologia che ne pregiudica la diffusione su vasta scala per recuperare i costi di ricerca e sviluppo. Proprio per questo motivo i fondi di venture capital investono spesso in tecnologie molto diverse e in ambiti diversi per diversificare e minimizzare il rischio del loro portafoglio complessivo di investimenti.

La complementarità delle esigenze dei private equity e dei venture capital nel settore dell'energia rinnovabile potrebbe portare ad alleanze strategiche mirate alla

---

<sup>21</sup> Si rimanda alla trattazione nel paragrafo 2.5.1

massimizzazione dei ricavi e alla minimizzazione dei rischi sui loro rispettivi portafogli di investimenti.

Molti degli operatori analizzati hanno creato dei fondi specializzati nel settore delle rinnovabili, e il loro ambito di intervento è l'intera filiera delle rinnovabili, dalla ricerca per creare nuove tecnologie, alla progettazione, costruzione ed installazione, per finire alla gestione e generazione di energia elettrica.

Per tutti i comparti della filiera delle rinnovabili, si può stimare un diverso fattore di rischio. Nel settore fotovoltaico il rischio è prevalentemente localizzato a monte della filiera: la ricerca è molto dinamica, assorbe molte risorse finanziarie ma produce nuove tecnologie e migliora quelle esistenti; la competitività sulla produzione di tecnologie è molto forte.

Nel settore eolico la tecnologia è abbastanza matura, l'industria è in grado di adattarsi velocemente ad eventuali cambiamenti del mercato (es. diffusione delle mini – turbine eoliche, tecnologia off-shore); il rischio è invece maggiormente concentrato a valle, e riguarda i soggetti che investono nella generazione elettrica, per i quali i tempi di autorizzazione ed i costi di gestione della fase preliminare (es. produzione della documentazione per l'autorizzazione) non sono prevedibili; l'accettabilità sociale in Italia è ancora un ostacolo per questo tipo di impianti.

Nel settore delle biomasse, fino ad una certa taglia (< 1 MW) non ci sono problemi autorizzativi e di accettabilità sociale; il rischio è legato alla complessità di organizzare una filiera efficiente che assicuri la materia prima a prezzi economicamente sostenibili; in un Paese come l'Italia, c'è comunque l'opportunità di spingere lo sviluppo degli impianti a biomassa sfruttando gli scarti agro-industriali.

I settori tradizionali dell'idroelettrico e della geotermia non hanno particolari rischi; gli impianti idroelettrici superiori a certe dimensioni hanno degli iter autorizzativi più complessi e onerosi, rispetto al più recente mini-idroelettrico.

#### **4.6.2 La valutazione dell'investimento e l'analisi di sensitività**

La misura del ritorno dell'investimento è dato dall'IRR (v. par. 3.2 nota 17), calcolato sulla stima dei flussi di cassa potenziali del progetto al netto delle imposte.

Le variabili che muovono l'IRR di progetto sono molte e alcune hanno un'incidenza rilevante: nel caso di un investimento orientato allo sviluppo di nuove tecnologie e impianti per la produzione di energia elettrica, le stime sono relative alla probabilità di successo delle ricerche, e il potenziale sviluppo legato alla dimensione del mercato target; nel caso di un investimento in impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, le variabili principali riguardano la produttività di energia elettrica (generalmente valutata sulla base di parametri tecnici) e il prezzo dell'energia elettrica venduta, considerando anche il valore degli incentivi, l'entità dei costi di investimento e dei costi fissi di gestione. L'investimento e i costi fissi di gestione sono variabili legati alle difficoltà tecniche di realizzazione, ai fattori di localizzazione geografica, ecc.

Come analizzato nei primi 2 capitoli, all'interno di un mercato liberalizzato il prezzo dell'energia si forma sul mercato in funzione dei costi fissi e variabili del produttore e del

marginale che il mercato vuole realizzare. In un contesto come quello attuale in cui è evidente l'incertezza del prezzo del petrolio e di conseguenza di tutti i combustibili fossili tradizionalmente utilizzati per la produzione di energia elettrica, è necessario fare delle ipotesi sullo scenario e valutarne l'impatto sui prezzi dell'energia elettrica.

In figura 4.6 sono riportati i dati storici degli anni 2004-2006 del prezzo dell'energia elettrica; come si vede l'evoluzione del Brent ha un impatto notevole sul costo del gas naturale a cui è collegato quasi linearmente il prezzo dell'energia elettrica.

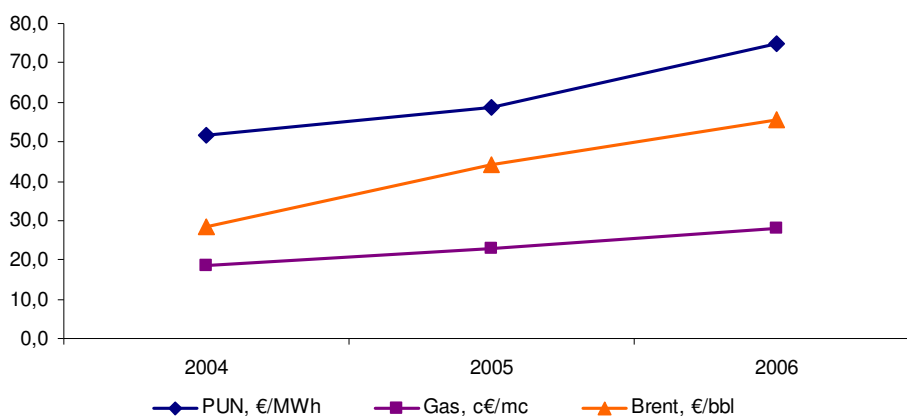


Figura 4.6 Dati statistici su prezzi energia. Fonte: dati su Brent e Gas, AEEG (relazioni annuali); dati su energia elettrica<sup>22</sup>, Mercato elettrico. Nota: il prezzo del gas si riferisce ad una media calcolata su clienti con consumi > 200.000 m<sup>3</sup>/annui. I prezzi di energia elettrica e gas sono al netto delle tasse.

L'anno 2007 è stato caratterizzato da forti rialzi del prezzo del petrolio e dei combustibili derivati; l'impatto in Europa è stato attenuato dall'andamento del cambio €//\$ favorevole per l'euro. I valori stimati per il 2008 vedono incrementare sia il costo dei combustibili che quello dell'energia elettrica.

La previsione dei prezzi dell'energia elettrica si basa su una molteplicità di fattori: l'andamento del Brent e del costo dei combustibili, l'efficienza del parco di generazione elettrico, le politiche legate al sostegno delle fonti energetiche rinnovabili e alla riduzione delle emissioni (certificati verdi ed emission trading), l'offerta di energia elettrica e la domanda. Per questo è difficile costruire una relazione univoca che colleghi il prezzo dell'energia elettrica al costo dei combustibili. In linea di massima si può costruire una tendenza basata su dati storici.

In un business plan, redatto per la valutazione di un progetto di impianto alimentato a fonti rinnovabili per la generazione di energia elettrica, l'investimento iniziale deve tener conto di:

- costi per lo studio di fattibilità
- costi per le rilevazioni e misure
- costi per le autorizzazioni
- costi di progettazione e sviluppo

<sup>22</sup> I dati relativi all'energia elettrica fanno riferimento al PUN. Il PUN è il Prezzo Unico Nazionale, dato dal valore della quotazione di 1 MWh di Energia elettrica in Borsa, contrattato in continuo.



- costi di impianto (compreso oneri accessori), di installazione e messa in esercizio

I ricavi di esercizio sono dati dalla vendita di energia elettrica e dagli incentivi (certificati verdi), per cui è necessario stimare la produzione di energia elettrica (eventualmente considerando per alcune tipologie di impianto come gli impianti idroelettrici, un coefficiente correttivo che riduca la producibilità elettrica negli anni), e il valore di cessione dell'energia elettrica prodotta, compreso il valore degli incentivi.

Le principali voci di costo sono invece date da:

- costi di gestione e manutenzione ordinaria
- costi di assicurazione
- canoni per l'utilizzo dell'area dov'è installato l'impianto (generalmente oltre agli affitti si deve considerare una "fee" per il Comune dove è installato l'impianto)
- costi del combustibile

Le ipotesi sopraesposte sono state riportate in un ipotetico business plan, utilizzato poi per la valutazione con il metodo del Discount Cash Flow. L'obiettivo è mostrare l'entità dell'impatto che le assunzioni sul prezzo dei prodotti energetici hanno sulla valutazione.

Il business plan è stato costruito utilizzando come variabili, alcuni dati riportati in un lavoro del prof. Lorenzoni del Dipartimento di Ingegneria Elettrica di Padova [26]. A titolo di esempio si è fatto riferimento ai dati relativi ad un generico impianto idroelettrico<sup>23</sup>:

- investimento 2.300 €/kW
- costi di esercizio 1,67 c€/kWh
- ore anno di funzionamento 2.400
- vita utile 30 anni.

Ipotizzando un prezzo di cessione dell'energia elettrica costante per l'intera durata di vita dell'impianto, pari a 7,5 c€/kWh, ed un valore dei certificati verdi costante per 15 anni a 9 c€/kWh, l'IRR di progetto risulta essere di circa il 10%.

Analizzando la relazione tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo dei combustibili, si può procedere a fare delle previsioni su tre scenari:

1. valori del Brent e dell'energia elettrica costanti
2. variazioni altalenanti del Brent: scenario più probabile nel breve/medio termine
3. incremento del Brent: scenario più probabile nel lungo termine

L'ipotesi di diminuzione del Brent non è stata considerata, in quanto se pure si verificasse, i valori non potrebbero scendere al di sotto dei 50/60 \$/bbl<sup>24</sup>, ed il risultato della sensitivity sul business plan sarebbe molto vicino al caso di valori costanti in arcopiano.

Il valore dell'energia elettrica (PUN) è collegato alla variazione del Brent indirettamente, in quanto si ipotizza una variazione annua linearmente dipendente dalla variazione del prezzo del gas. La variazione del prezzo del gas è ipotizzata lineare alla variazione media degli ultimi due anni del Brent. Nei calcoli si ipotizza costante il valore del cambio

---

<sup>23</sup> Si evidenzia il fatto che i valori sono stimati sulla base di impianti standard per un'analisi puramente economica (e non finanziaria) e possono variare anche sensibilmente a seconda delle condizioni di investimento e degli investimenti

<sup>24</sup> Nel prossimo futuro si dovranno sostenere investimenti crescenti per la ricerca e l'estrazione di petrolio in siti tecnicamente difficili da raggiungere, e quindi soggetti a maggiori oneri che si rifletteranno sul valore del Brent.

euro/dollaro a partire dal 2008, pari a 1,35 \$/€; un aumento ulteriore del cambio \$/€ comporterebbe un minore impatto del costo dei prodotti petroliferi sui valori dell'energia elettrica in Europa, per cui sia in caso di aumento che di diminuzione del Brent i prodotti energetici in Italia avrebbero una variazione minore.

Anche se nelle simulazioni per semplicità si tiene conto solo del legame dei prodotti energetici con il valore del Brent, nella realtà il valore del gas e il prezzo dell'energia elettrica possono variare anche in funzione di altri fattori (a livello nazionale è molto importante per esempio il rapporto domanda e offerta di energia).

Nello scenario 1 si assume che i prezzi dell'energia elettrica rimangano invariati rispetto al valore attuale.

Nello scenario 2, si fa oscillare il valore del Brent, ed utilizzando le relazioni sopraesposte tra Brent e prezzo dell'energia elettrica, si ricava l'andamento riportato in fig. 4.7.

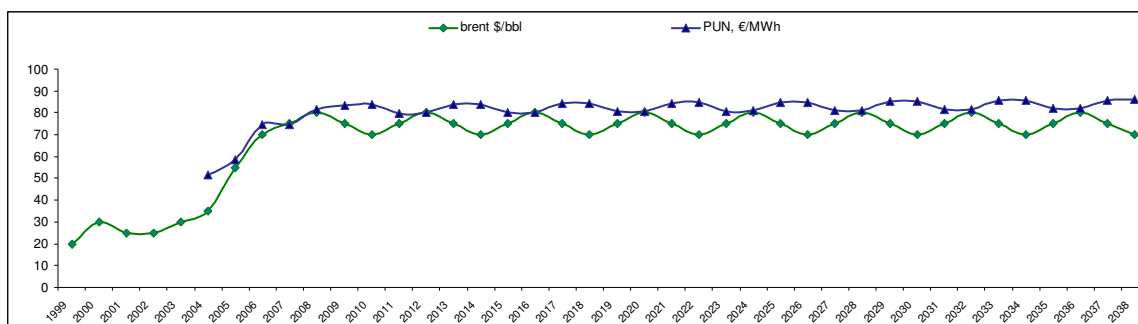


Figura 4.7 Scenario 2: Costo dell'energia in presenza di oscillazioni del costo del Brent

Nello scenario 3, si ipotizza una crescita del valore del Brent relativamente contenuta rispetto alle variazioni del periodo 2005-2007 (v. fig. 4.8), con un tasso di crescita media annua 2007-2038 del 4,6% per il Brent e del 3,4% per l'energia elettrica.

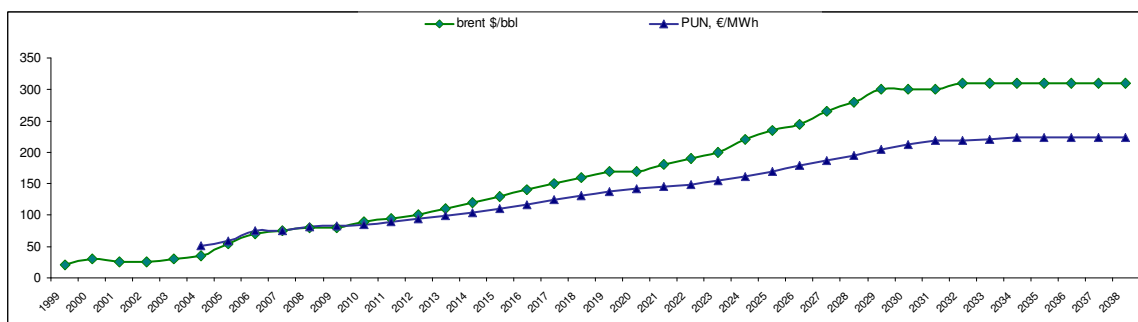


Figura 4.8 Scenario 3: costo dell'energia in presenza di un andamento crescente del costo del Brent

L'impatto dei diversi scenari ipotizzati sul ritorno dell'investimento è rappresentato dal grafico di fig. 4.9. L'IRR e il payback period sono stati calcolati sui flussi di cassa al netto delle imposte, stimati sulla base di un business plan in cui i prezzi di vendita dell'energia elettrica variano seguendo le curve riportate nelle figure 4.8 e 4.9.

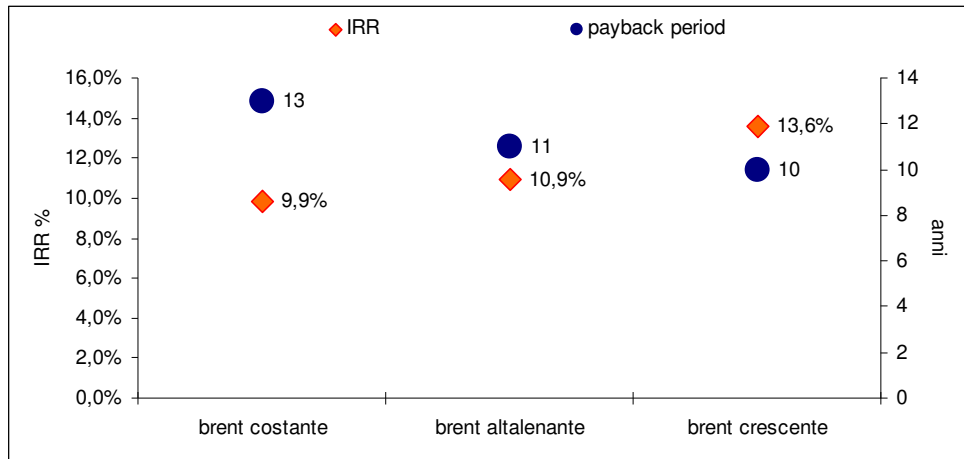


Figura 4.9 Impatto del Brent sull'IRR di progetto e sul payback period

Per alcune tipologie di impianto, il valore dell'investimento iniziale può subire delle variazioni anche consistenti e impattare sul ritorno dell'investimento stesso (v. fig. 4.10).

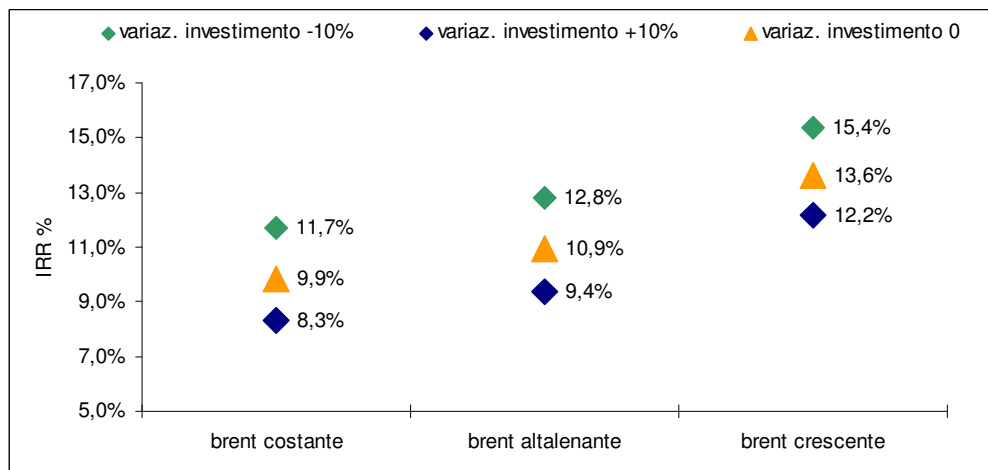


Figura 4.10 Impatto della variazione dell'investimento iniziale sull'IRR di progetto

Analogo può essere l'impatto delle variazioni dei costi di esercizio.

Il rischio di un incremento dell'investimento e dei costi di esercizio è tanto maggiore quanto maggiore è la complessità del progetto sia in fase di progettazione che in fase di realizzazione.

Soprattutto nel caso di investimenti in tecnologie innovative, la soglia di accettabilità dell'IRR deve essere ponderata sulla base del rischio dell'investimento fortemente legato alla complessità tecnologica (v. fig. 4.11).

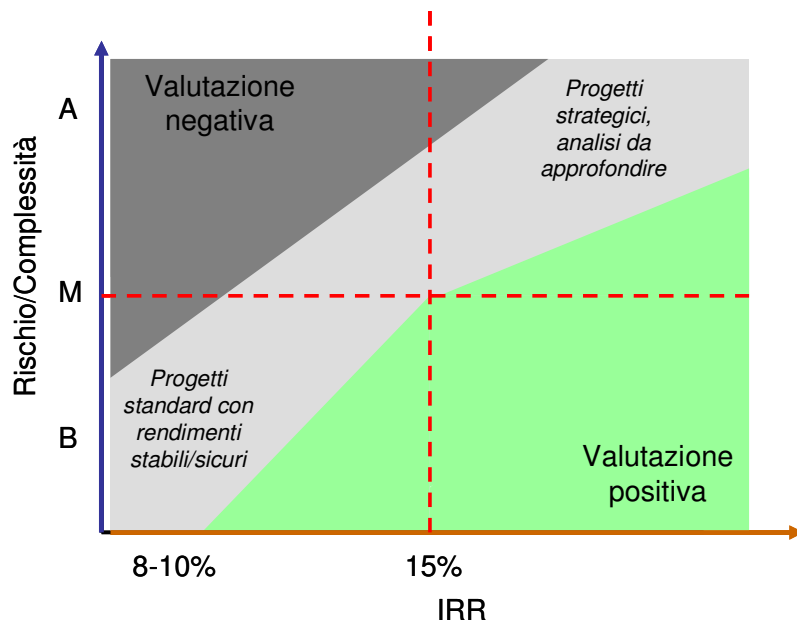


Figura 4.11 Soglia accettabilità dell'investimento; matrice IRR - Complessità tecnologica

L'IRR del progetto è un indicatore della redditività dell'investimento considerando le sole variabili operativi (valore dell'investimento, ricavi e costi di esercizio, ecc.). Per valutare la redditività dell'investimento dal punto di vista dell'azionista/investitore, è necessario ipotizzare la struttura finanziaria dell'operazione per ricavare i flussi di cassa per l'azionista. La modalità di finanziamento del progetto ha un'elevata incidenza sugli indici di redditività (c.d. effetto leva finanziaria<sup>25</sup> che ha un impatto positivo qualora il reddito operativo generato dall'investimento, ROI, sia maggiore del costo medio del debito).

Una delle forme di finanziamento più convenienti è il leasing finanziario<sup>26</sup> grazie soprattutto allo scudo fiscale dei canoni (che includono sia la quota capitale che la quota interessi); anche le altre forme di finanziamento generano uno scudo fiscale, per la sola parte legata agli oneri finanziari (interessi passivi sul debito).

Inserendo nel business plan le assunzioni relative alla struttura finanziaria, è stato calcolato l'IRR sui flussi di cassa per l'azionista, che rispetto ai flussi di cassa operativi includono l'erogazione del finanziamento, il rimborso delle rate del debito, il pagamento degli oneri finanziari.

Il risultato delle simulazioni è riportato in fig. 4.12 per il leasing finanziario e in fig. 4.13 per un generico finanziamento.

<sup>25</sup> Per approfondimenti sulla leva finanziaria si consiglia il testo di M. Dalocchio e A. Salvi, Finanza d'azienda, edito da Egea [27] ed il testo di A. Damodaran, Manuale di valutazione finanziaria, McGraw-Hill [28]

<sup>26</sup> Il leasing finanziario per gli impianti a fonte rinnovabile è un prodotto finanziario che si è diffuso negli ultimi anni, soprattutto per impianti di piccole dimensioni che utilizzano tecnologie ormai consolidate; gli incentivi (ad esempio il conto energia per il fotovoltaico) legati alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile rendono maggiormente bancabile il progetto, potendo contare su un flusso di ricavo certo (in molti casi il valore degli incentivi è dirottato verso il soggetto finanziatore come forma di garanzia sul pagamento).

Nel caso del leasing finanziario è stato ipotizzato un finanziamento del 100% del valore del progetto, con il rimborso di 12 canoni annuali e di un maxicanone iniziale pari al 10% dell'importo finanziato.

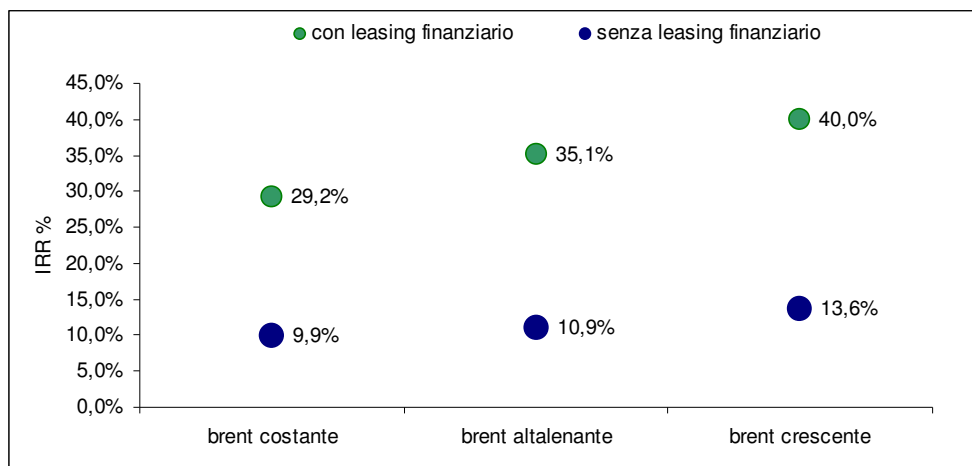


Figura 4.12 Impatto del leasing finanziario sull'IRR.

Nel caso di un generico finanziamento sono state fatte due sensitivity sulla percentuale di finanziamento del progetto, ipotizzando la durata del finanziamento di 10 anni ed un tasso di interesse costante del 6%.

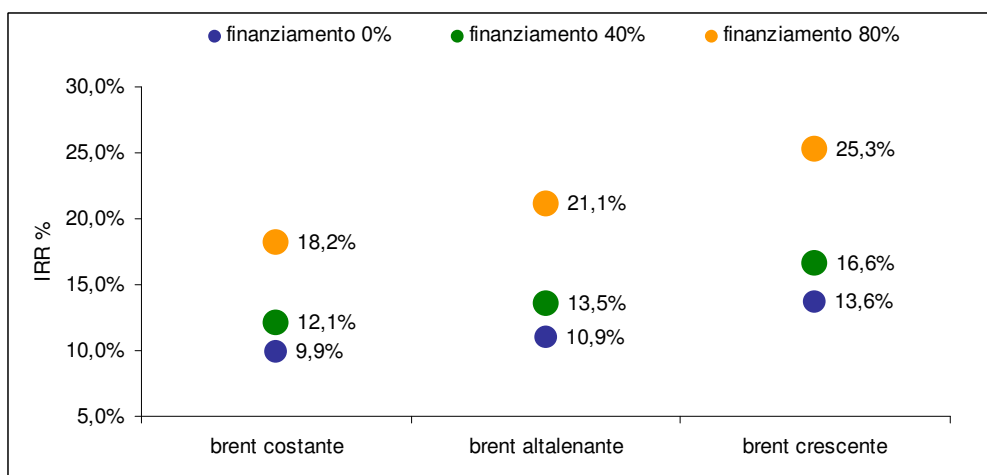


Figura 4.13 Impatto del finanziamento sull'IRR.

In entrambe le simulazioni (leasing finanziario e finanziamento generico), si vede che l'IRR per l'azionista migliora per effetto della leva finanziaria.

Rispetto agli investimenti nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, gli investimenti in aziende che lavorano alla realizzazione di nuove tecnologie, soprattutto in settori ad elevate prospettive di sviluppo (fotovoltaico, celle a combustibile, tecnologie per il risparmio energetico, ecc.), prospettano rendimenti molto interessanti e attraggono soprattutto i venture capital.

Un portafoglio diversificato tra attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e attività di ricerca e sviluppo, porterebbe ad avere un maggiore equilibrio tra rischio tecnologico/complessità e rendimento complessivo del portafoglio investimenti.

La scelta del private equity di investire in questo settore comporta la necessità di creare un fondo specifico, dedicato alle attività di scouting, di valutazione dei progetti e di gestione complessiva del portafoglio con l'obiettivo di massimizzare la creazione di valore. Il team ideale impegnato in queste attività richiede competenze sia di tipo scientifico e tecnico, che di tipo finanziario.

## CONCLUSIONE

Lo studio presentato ha portato ad individuare due diversi ambiti di investimento del private equity nel settore energetico: l'uno riguarda i settori tradizionali della fornitura di servizi energetici e della produzione di energia elettrica, caratterizzati da un'elevata prevedibilità dei flussi di cassa e da una certa sicurezza del business; l'altro invece riguarda il settore delle energie rinnovabili e delle nuove tecnologie.

I progetti ad elevato contenuto tecnologico sono quelli che necessitano maggiormente del sostegno finanziario dato da capitali privati; il ritorno degli investimenti è legato all'evoluzione e allo sviluppo della tecnologia sulla quale si investe, per cui forme di finanziamento basate sul debito non sono facilmente ottenibili data la mancanza di garanzie. Al contrario gli investimenti sul lato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili trovano maggiori possibilità di finanziamento da parte soprattutto di banche.

In Italia il numero degli interventi nel settore energetico è ancora limitato, soprattutto a causa di fattori critici del sistema. Tra essi, quelli che hanno un maggior impatto sulla valutazione di un investitore di private equity sono:

- gli iter burocratici di autorizzazione degli impianti, che appaiono lenti e dall'esito incerto;
- la mancanza di una politica chiara di incentivazione che dia all'investitore un'idea sicura sul valore economico del proprio progetto.

Tuttavia, considerando le prospettive di sviluppo del settore energetico nel nostro Paese, e per il tipo di sviluppo che è già avvenuto all'estero, è prevedibile che il private equity si concentri maggiormente nei settori innovativi dell'energia, dalla produzione di energia da fonti rinnovabili, alla progettazione e costruzione di impianti a fonti rinnovabili, allo sviluppo e industrializzazione di nuove tecnologie a basso impatto ambientale.

L'iter di selezione dei progetti di investimento da parte dei fondi di private equity è molto critico e punta all'individuazione di progetti ad elevato potenziale di generazione di valore. Dall'analisi del settore energetico in Italia sono emersi numerosi fattori che rendono interessanti gli investimenti nel settore anche per gli operatori di private equity, i quali si aspettano ritorni brillanti:

- il primo fattore è la necessità di creare nuove infrastrutture energetiche in Italia: il contesto normativo pertanto dovrà essere orientato a dare una spinta propulsiva agli investimenti;
- i programmi comunitari di riduzione delle emissioni di gas serra impongono il raggiungimento di determinati obiettivi nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per i quali l'Italia è molto indietro: lo sviluppo dovrà essere sostenuto da incentivi economici, di cui beneficeranno direttamente le aziende produttrici di energia da fonti rinnovabili, e indirettamente tutto il settore industriale inerente la progettazione e costruzione di impianti e componenti, la ricerca, ecc.;
- l'aumento dei prezzi dei combustibili fossili, legati alle disponibilità dei giacimenti e alle tensioni geopolitiche, porterà ad una riduzione progressiva del gap di

marginalità tra gli impianti tradizionali alimentati a gas e gli impianti a fonti rinnovabili;

- il continuo aumento delle emissioni di gas serra porterà prima o poi a quantificare economicamente il costo pieno delle diverse tecnologie, penalizzando quelle più inquinanti: si avrà quindi una rivalutazione degli impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili;
- la necessità del mercato è quella di avere oggi nuove tecnologie per la produzione di energia a basso impatto ambientale: questa necessità è destinata a trasformarsi in breve tempo in domanda, e chi ne trarrà i maggiori benefici saranno le aziende che avranno investito prima nel settore.

Il valore di mercato degli impianti a fonti rinnovabili si avvicina al valore teorico quanto più aumenta la percezione dei fattori precedentemente elencati.

Il valore stimato attualizzando i flussi di cassa prospettici, è molto sensibile a variazioni del prezzo dell'energia elettrica, considerando che man mano che il prezzo dell'energia elettrica aumenta, minore è il payback dell'investimento e maggiore è l'IRR dell'investimento. Questo perché, a differenza degli impianti alimentati a combustibili fossili, l'aumento del prezzo dell'energia elettrica non si riflette nel costo della materia prima, che rimane quasi costante.

A distanza di pochi anni dall'investimento l'investitore riesce quindi a realizzare un capital gain soddisfacente da un'operazione di disinvestimento, creando valore dal semplice aumento dei prezzi di energia elettrica sul mercato.

Questo spiega il forte interesse dimostrato in Europa e in altri Paesi del mondo da parte del private equity per il settore delle fonti rinnovabili.



























## BIBLIOGRAFIA

1. Library house, Cleantech goes mainstream, 17 aprile 2007
2. AEEG, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, Volume I Stato dei servizi, Roma, luglio 2007
3. Enea, Rapporto Energia e Ambiente 2006 Enea, Roma, 2007
4. Euroserv'ER, Photovoltaic barometer 2006, Aprile 2006
5. European Commission, DG Joint Reserch Centre, Institute for Environment and sustainability, renewable energies unit, PV Status Report 2006, Research, Solare Cell Production and market implementation of photovoltaics, Agosto 2006
6. EPIA, Solar Generation. Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020, Settembre 2006
7. GWEC, Global Wind Energy 2006 Report
8. GWEC, Global Wind Energy, Outlook 2006, Settembre 2006
9. EWEA, Focus on Industry. New players on board. Wind Direction Review, marzo/aprile 2007
10. Atti del convegno Enea, Biomasse a fini energetici, 23 novembre 2004
11. Arpa, Bioetanolo da canna da zucchero, mais e lignocellulosa, Rivista n.5 Settembre-Ottobre 2006
12. Terna, Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nazionale 2005
13. AEEG, Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, Volume I Stato dei servizi, Roma, marzo 2006
14. MAP - Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005
15. Osservatorio Statistico Energetico del Ministero dello sviluppo economico, Bilancio Energetico Nazionale 2005, dicembre 2006
16. Commissione delle Comunità Europee, Relazione sui progressi realizzati nel settore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, Bruxelles, gennaio 2007
17. Commissione delle Comunità Europee, Tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile, Bruxelles, gennaio 2007
18. CESI, Atlante Eolico dell'Italia, Ricerca di Sistema per il settore elettrico Progetto ENERIN, novembre 2002
19. GSE, Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia, Anno 2005
20. Enea e Federambiente, Rapporto sul recupero energetico da rifiuti urbani in Italia, Roma, Enea ottobre 2006
21. PriceWaterhouseCoopers e AIFI, L'impatto economico del private equity e venture capital in Italia, marzo 2006

22. AAVV (a cura di Matteo Carlotti), Tecniche di private equity, Milano, Egea, 2003
23. G. Bracchi, L'impatto del private equity sullo sviluppo economico, Atti del Convegno Annuale AIFI Il private equity e la ripresa economica, Milano, 2006
24. A. Gervasoni, Il mercato italiano del private equity e venture capital nel 2006, Atti del Convegno Annuale AIFI 2007, Milano, marzo 2007
25. Private Equity Monitor, Rapporto 2000/2006
26. Lorenzoni, I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, atti della conferenza del GSE, Roma, 25 ottobre 2007
27. M. Dallochio, A. Salvi, Finanza d'azienda, Milano, Egea, 2005
28. A. Damodaran, Manuale di valutazione finanziaria, Milano, McGraw-Hill, 1996.

### Siti Web

Tra gli altri già citati nel testo, si segnalano i seguenti:

-  <http://www.newenergyfinance.com/>
-  [www.enea.it](http://www.enea.it)
-  [www.autoritaenergia.it](http://www.autoritaenergia.it)
-  [www.borsainside.com/finanzainside/petrolio.shtm](http://www.borsainside.com/finanzainside/petrolio.shtm)
-  [www.qualenergia.it](http://www.qualenergia.it)
-  [www.rivista-utilities.com](http://www.rivista-utilities.com)
-  [www.renewable-energy-world.com/](http://www.renewable-energy-world.com/)
-  [www.ilsolea360gradi.it](http://www.ilsolea360gradi.it)
-  [www.iea.org](http://www.iea.org)
-  <http://www.observe-er.org/>
-  [www.gwec.net](http://www.gwec.net)
-  [www.wwindea.org/](http://www.wwindea.org/)
-  [www.ewea.org/](http://www.ewea.org/)
-  [www.anev.org/](http://www.anev.org/)
-  [www.terna.it](http://www.terna.it)
-  [www.grtn.it](http://www.grtn.it)
-  [www.ref-online.it](http://www.ref-online.it)
-  [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)
-  [www.airu.it](http://www.airu.it)
-  [www.aifi.it](http://www.aifi.it)
-  [www.evca.com](http://www.evca.com)
-  [www.bvca.com](http://www.bvca.com)
-  <http://www.privateequitymonitor.it>
-  [www.borsaitaliana.it](http://www.borsaitaliana.it)