



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Sede Amministrativa: Università degli Studi di Padova

Sede Consorzata: Università Cattolica del Sacro Cuore – Sede di Piacenza

Dipartimento Territorio e Sistemi Agro Forestali

SCUOLA DI DOTTORATO TERRITORIO, AMBIENTE, RISORSE E SALUTE

INDIRIZZO: ECONOMIA (ECONOMIA E POLITICA AGROALIMENTARE)

CICLO XX

LO SVILUPPO DELLE ENERGIE RINNOVABILI IN ITALIA CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALL'IMPIEGO DEGLI OLI VEGETALI.

Direttore della Scuola : Ch.mo Prof. Vasco Boatto

Supervisore : Ch.mo Prof. Gabriele Canali

Dottorando : Emanuele Vicentini

INDICE

INDICE DELLE TABELLE	I
INDICE DELLE FIGURE	III
RIASSUNTO	V
ABSTRACT	VI
1. QUADRO ECONOMICO DI RIFERIMENTO SULLE ENERGIE RINNOVABILI.....	- 1 -
1.1 Introduzione	- 1 -
1.2 Energie rinnovabili e bioenergie: situazione internazionale.....	- 7 -
1.2.1 Energie rinnovabili destinate a produrre elettricità.....	- 7 -
1.2.2 Energie rinnovabili destinate a produrre calore.....	- 10 -
1.2.3 Energie rinnovabili destinate ai biocombustibili.....	- 11 -
1.3 Il flusso degli investimenti mondiali nelle fonti rinnovabili.....	- 16 -
1.4 Energie rinnovabili e bioenergie: la situazione europea.....	- 22 -
1.4.1 Energie rinnovabili destinate alla produzione di elettricità in Europa.....	- 29 -
1.4.2 Energie rinnovabili destinate alla produzione di calore in Europa.....	- 31 -
1.4.3 Energie rinnovabili destinate alla produzione di biocarburanti in Europa. .	- 32
-	
2. QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO DEL SETTORE ENERGETICO	- 37 -
2.1 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE).....	- 37 -
2.2 Le Energy Service Company (E.S.CO.)	- 44 -
2.3 Il ritiro dedicato dell'energia elettrica	- 46 -
2.4 Le azioni del Piano di Sviluppo Rurale (PSR) della Regione Veneto.....	- 47 -
2.5 I contributi europei per le colture energetiche	- 49 -
3. I CERTIFICATI VERDI	- 50 -
3.1 Premessa	- 50 -
3.2 I precursori dei certificati verdi: gli impianti CIP 6.....	- 53 -
3.3 L'introduzione dei certificati verdi e la loro evoluzione normativa	- 58 -
3.4 Gli Impianti Alimentati a Fonte Rinnovabile (IAFR)	- 62 -
3.5 La domanda di Certificati Verdi	- 66 -
3.6 L'offerta di Certificati Verdi.....	- 68 -
3.7 Il mercato dei Certificati Verdi	- 69 -
5. ENERGIE RINNOVABILI E BIOENERGIE: LA SITUAZIONE ITALIANA	- 73 -
5.1 Energie rinnovabili destinate alla produzione di elettricità.....	- 76 -
5.2 Energie rinnovabili destinate alla produzione di calore.....	- 84 -
5.3 Energie rinnovabili destinate alla produzione di biocarburanti.....	- 88 -
5.3.1 Il panorama legislativo italiano sui biocarburanti.....	- 89 -
5.3.2 Il panorama legislativo italiano del biodiesel	- 90 -
5.3.3 Le caratteristiche tecniche del biodiesel	- 94 -
5.3.4 Produzione e consumo del biodiesel in Italia	- 96 -
5.4 Olio vegetale puro.....	- 101 -
5.4.1 Caratteristiche	- 101 -

5.4.2 Breve quadro normativo	- 101 -
5.4.3 Produzione e consumo	- 103 -
6. IL MERCATO DEGLI OLI VEGETALI	106
6.1 Introduzione	106
6.2 Il mercato mondiale degli oli e dei grassi	108
6.2.1 L'offerta di oli vegetali	108
6.2.2 La domanda di oli vegetali	113
6.2.3 I prezzi di mercato degli oli vegetali	114
6.3 La competitività nella produzione degli oli vegetali	116
6.A Appendice	120
7. LA TRASMISSIONE DEI PREZZI NEL SETTORE DEGLI OLI VEGETALI	127
7.1 Introduzione	127
7.2 La trasmissione dei prezzi e l'integrazione dei mercati	129
7.3 Modello econometrico	132
7.4 I dati impiegati	135
7.4.1 I prezzi internazionali	135
7.4.2 I prezzi italiani	136
7.5 Risultati	137
7.5.1 Unit root test	137
7.5.2 Cointegrazione	137
7.5.3 Equazione di lungo periodo ed ECM	139
7.5.4 Test di non causalità secondo Granger, test per la simmetria di trasmissione ed ECM asimmetrico	139
7.6 Conclusioni	140
7.7 Appendice	142
BIBLIOGRAFIA	152

INDICE DELLE TABELLE

Tab. 1.1 - Variazioni annue di alcuni parametri-spia del cambiamento climatico	6 -
Tab. 1.2 – Distribuzione della capacità di generazione rinnovabile nel mondo (2006) .-	9 -
-	
Tab. 1.3 - Principali paesi produttori di elettricità a partire dalla biomassa (2006) ...-	10 -
Tab. 1.4 - Produzione di combustibili rinnovabili, primi 15 stati e UE, 2006.....-	11 -
Tab. 1.5 - Produzione primaria per fonte energetica – UE-27 (2006)	22 -
Tab. 1.6 - Consumo Interno Lordo (CIL) di energia (secondo gli input energetici) (ktep)-	23 -
Tab. 1.7 - Input di trasformazione elettrica e termica - UE27 (ktep)	23 -
Tab. 1.8 - Consumi energetici finali (CEF) secondo l'impiego finale (ktep).....-	24 -
Tab. 1.9 - Composizione CEF rinnovabile (con esclusione e.e.) – UE(27) 2006.....-	25 -
Tab. 1.11 - Generazione di calore da fonti rinnovabili nell'UE-27 nel 1997 e 2005 .-	31 -
Tab. 1.12 - Produzione e consumo di biodiesel - 2007.....-	34 -
Tabella 1.13 - Produzione e consumo di bioetanolo per uso combustibile (2007).....-	35 -
Tab. 2.1 – Obiettivi di risparmio energetico, aumento di efficienza energetica ed energia da FER in capo ai soggetti obbligati (dati in Mtep).....-	38 -
Tab. 2.2 - I TEE scambiati nel corso del 2007 attraverso il GME.....-	42 -
Tab. 2.3 – Superficie arabile destinata a colture energetiche nell'Unione Europea (dati in milioni di ha).....-	49 -
Tab. 3.1 – Quota della produzione incentivata sul totale della produzione rinnovabile (anno 2006).....-	50 -
Tab. 3.2 Potenza contrattuale CIP6 e numero delle convenzioni valide al 31 dicembre 2006 e 2007 per tipologia di fonte	54 -
Tab. 3.3 – Acquisto di energia elettrica ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di impianto (GWh).....-	55 -
Tab. 3.4 – Costi per acquisto di energia ex art.3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di fonte	56 -
Tab. 3.5 – Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per regione e tipologia di fonte nel 2007	56 -
Fig. 3.4 – Proiezione aliquota media componente tariffaria A3 (periodo 2008 – 2020) ...-	57 -
Tab. 3.6 – Evoluzione degli impianti IAFR in Italia nel periodo 2001 – 2007 (dati aggiornati al 31 dicembre 2007	63 -
Tab. 3.7 – Impianti qualificati IAFR in Italia al 31 dicembre 2007	63 -
Tab. 3.8 – Caratteristiche degli impianti qualificati IAFR in Italia al 31 dicembre 2007 -	65 -
Tab. 3.9 – Impianti qualificati IAFR a biomasse in Italia al 31 dicembre 2007.....-	65 -
Tab. 3.10 – Caratteristiche degli impianti qualificati IAFR a biomasse in Italia al 31 dicembre 2007.....-	66 -
Tab. 3.11 – Calcolo dell'energia elettrica soggetta all'obbligo nel 2006, dell'energia rinnovabile da immettere in rete e dei certificati verdi corrispondenti nel 2007	67 -
Tab. 3.12 – Energia rinnovabile immessa nel sistema elettrico nel periodo 2002-2007 ...-	67 -
Tab. 3.13 – Certificati Verdi emessi dal GSE negli anni 2002 – 2006 al netto delle compensazioni e suddivisi per fonte rinnovabile (in numero, taglia dei CV pari a 50 MWh).....-	69 -

Tab. 3.14 – Confronto tra domanda e offerta CV (anni 2002 – 2007)	- 70 -
Tab. 3.15 – Differenziale (in €/MWh) tra prezzi di mercato dei CV e prezzo di riferimento del GSE	- 70 -
Tab. 3.16 – Composizione e quote di mercato della domanda e dell’offerta di CV (in %)	- 71 -
Tab. 5.1 – Consumo interno lordo (CIL) di energia secondo gli input energetici (ktep) ..	73 -
Tab. 5.2 - Input di trasformazione elettrica e termica (Italia, 2006) [ktep]	- 74 -
Tab. 5.3 - Consumi energetici finali (CEF) secondo l'impiego finale (ktep).....	- 75 -
Tab. 5.4 - Composizione CEF rinnovabile (con esclusione e.e.) (UE27, 2006).....	- 75 -
Tab. 5.5 - Potenza efficiente lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia al 31-12-2007	- 77 -
Tab. 5.6 - Produzione efficiente lorda ¹² degli impianti da fonte rinnovabile in Italia dal 2003 al 2007.....	- 78 -
Tab. 5.7 - Ripartizione regionale della potenza efficiente lorda al 31-12-2007	- 79 -
Tab. 5.8 Ripartizione regionale della produzione lorda al 31-12-2007	- 80 -
Tab. 5.9 - Agevolazioni fiscali per il risparmio energetico	- 84 -
Tab. 5.10 Il contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di calore in Italia	- 85 -
Tab. 5.11 Utilizzazioni legnose per combustibile totali e da foresta nelle diverse regioni italiane - Anno 2006 [m ³]	- 85 -
Tab. 5.12 - Consumi di legna per area geografica	- 87 -
Tabella 6.A.1. Produzione mondiale per tipologia di olio, 1996 - 2007 ('000 TON)...	120
Tabella. 6.A.2 Maggiori produttori mondiale di oli e grassi – (000 ton).....	121
Tabella. 6.A.3 Export mondiale dei principali oli e grassi - 1996-2007 (000 ton).....	122
Tabella. 6.A.4 Principali Paesi esportatori di oli e grassi	123
Tabella 6.A.5 Consumo mondiale dei principali oli e grassi per tipologia 1996 - 2007 ('000 TON).....	124
Tabella 6.A.6 Consumo mondiale dei principali oli e grassi per Paese 1996 - 2007 ('000 TON).....	125
Tabella 6.A.7 Principali paesi importatori dei principali oli e grassi 1996 - 2007 ('000 TON).....	126
Tabella 6.A.8 Descrizione statistica dei quattro oli e grassi maggiormente consumati nel mondo – 1998-2008 – US\$/ton CIF Rotterdam.....	126
Tab. 7.1 Descrizione delle variabili	142
Tab. 7.2 Descrizione statistica dei prezzi internazionali usati	142
Tab. 7.3 Descrizione statistica dei prezzi nazionali usati	143
Tab. 7.4 Unit root test sulle SINGOLE serie storiche	143
Tab. 7-4b Valori critici asintotici per ADF test e PP test per unit root	144
Tab. 7.5a Unit root test sulle COPPIE di serie storiche – routine di Shazam.....	144
Tab. 7.5b Verifica dei parametri di cointegrazione per coppie con rimozione dei fattori stagionali	145
Tab. 7.6 Fattori stagionali significativi considerati per tab, 7.5b	146
Tab. 7.7 Equazioni di lungo periodo su variabili che hanno mostrato cointegrazione.	147
Tab. 7.8 Stima del modello simmetrico di correzione dell’errore	148
Tab. 7.9 Test di non causalità secondo Granger	149
Tab. 7.10 Test per l’asimmetria di trasmissione dei prezzi	150
Tab. 7.11 Modello asimmetrico per la correzione dell’errore	151

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 – Andamento dei consumi mondiali per fonte fossile 2000-2007 (Mtep).....	2 -
Fig. 1.2 – Consumi mondiali di energia primaria 2000-2007 (Mtep).....	3 -
Fig. 1.3 – Produzione di petrolio per area: dati storici e previsioni (in %).....	3 -
Fig. 1.4 – Contributo dei diversi gas serra antropogenici alle emissioni totali del 2004 (in CO ₂ equivalente)	5 -
Fig. 1.5 – Contributo dei diversi settori alle emissioni antropogeniche totali di gas serra nel 2004 (in CO ₂ equivalente)	5 -
Fig. 1.6 - Incidenza percentuale delle tecnologie nella riduzione delle Emissioni serra al 2050	6 -
Fig. 1.7 – Quota delle fonti rinnovabili sul totale della produzione elettrica mondiale .-	8 -
-	
Fig. 1.8 – Capacità elettrica rinnovabile esistente al 2006 – senza grande idroelettrico [GW]	9 -
Fig. 1.9 – Quota delle fonti rinnovabili sui consumi finali di energia del mondo, 2006 ...-	14 -
Fig. 1.10 – Ritmo di crescita medio annuo della capacità produttiva rinnovabile (2002- 2006).....	15 -
Fig. 1.11 – Andamento trimestrale delle transazioni finanziarie nel settore delle energie rinnovabili e del risparmio energetico	17 -
Fig. 1.12 – Ripartizione dei nuovi investimenti mondiali per tecnologia.....	18 -
Fig. 1.13 – Nuovi investimenti in energia sostenibile per area geografica [bn=miliardi US\$].....	19 -
Fig. 1.14 – Contributo dei biocarburanti all’aumento del prezzo dei generi alimentari....-	20 -
Fig. 1.15 - Ripartizione dell’energia primaria rinnovabile per fonte (% sul totale delle rinnovabili espresse in ktep di consumo interno lordo).....	23 -
Fig. 1.16 - Input di trasformazione elettrica e termica - UE27	24 -
Fig. 1.17 - Composizione CEF rinnovabile (con esclusione e.e.) – UE(27) 2006	25 -
Fig. 1.18 - Quantità e composizione del consumo interno lordo rinnovabile nell’UE – 2006	26 -
Fig 1.19 - Quota del consumo di energia interna lorda generata da fonte rinnovabile (in %, dati 2005).....	27 -
Fig. 1.20 – Obiettivi proposti per le fonti rinnovabili in percentuale dei consumi energetici finali	28 -
Fig. 1.21- Ripartizione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell’UE 27 (2006).....	29 -
Fig. 1.22 - Elettricità generata da fonte rinnovabile in percentuale sul totale della produzione lorda elettrica (2006).....	30 -

Fig. 1.23 - Andamento storico della generazione elettrica da biomassa solida (solid biomass), biogas e frazione organica dei rifiuti urbani (biowaste) nell' UE 27 – 1990-2006 -	31 -
Fig. 2.1 – Ripartizione 2008 dei TEE di tipo I in capo ai distributori del settore elettrico-38 -	
Fig. 2.2 – Ripartizione 2008 dei TEE di tipo II in capo ai distributori del settore gas.- 39 -	
Fig. 2.3 – Ripartizione dei risparmi di energia primaria e dei titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione a marzo 2008 (dati cumulativi dall'introduzione dei TEE)	41 -
Fig. 2.4 – TEE commercializzati sui due mercati (in numero).....	42 -
Fig. 2.5 – TEE offerti e commercializzati sul mercato (in numero).....	43 -
Fig. 3.1 – Ripartizione della produzione elettrica lorda rinnovabile per fonte.....	51 -
Fig. 3.2 – Ripartizione della produzione elettrica lorda delle “nuove” rinnovabili per fonte	52 -
Fig. 3.3 – Peso della quota incentivata sull'energia lorda rinnovabile prodotta per fonte -	52 -
Fig. 5.1 - Input di trasformazione elettrica e termica (Italia, 2006).....	74 -
Fig. 5.2 - Quota rinnovabile rispetto il C.I.L. complessivo di energia elettrica nell'UE - 15 e suo confronto con gli obiettivi fissati dalla Direttiva 2001/77/CE	82 -
Fig. 5.3– Quantità prodotte e consumate di biodiesel in Italia (anni 2002 – 2007)....	97 -
Fig. 5.4 – Andamento della capacità produttiva e produzione nell'Unione Europea (anni 2003 – 2007)	98 -
Fig. 5.5 – Andamento della capacità produttiva e produzione effettiva in Italia (anni 2003 – 2008)	99 -
Fig. 5.6 – Ripartizione per regione della capacità produttiva di biodiesel in Italia (anno 2008)	100 -
Fig. 6.1 – Quantità prodotte e consumate di biodiesel nell'Unione Europea (anni 2000 – 2007)	108
Fig. 6.2 Produzione mondiale per tipologia di olio nel 2007	110
Fig. 6.3 Evoluzione della produzione mondiale per tipologia di olio nel 2007.....	110
Fig. 6.4 Evoluzione dell'export mondiale per tipologia di olio nel 2007.....	112
Fig. 6.5 Composizione dell'export mondiale di oli e grassi per provenienza -2007	112
Fig. 6.6 Evoluzione degli importatori di oli vegetale	113
Fig. 6.7 Andamento dei prezzi internazionali dei primi 4 oli e grassi più consumati nel mondo – CIF Rotterdam	115
Fig. 7.1 Andamento dei prezzi internazionali per petrolio, olio di colza e prezzo italiano del gasolio	129
Fig. 7.2 Andamento del prezzo nominale del Brent	136

RIASSUNTO

Nella presente tesi si fornisce un quadro generale dello sviluppo a cui sono giunte le fonti di energia rinnovabile a livello mondiale, europeo ed italiano. I biocarburanti rappresentano la forma di impiego in cui rinnovabili risultano essere meno diffuse e per le quali esistono ancora diverse questioni aperte. Mentre l'impiego di biodiesel caratterizza l'Europa e l'Italia, il bioetanolo è diffuso soprattutto in Brasile e Stati Uniti. Nonostante i biocarburanti rappresentino uno degli usi possibili di materie prime altrimenti destinate all'alimentazione umana e zootecnica, alcuni modelli empirici dimostrano che essi non sono la causa principale del recente aumento di prezzi delle commodity agricole. La produzione di biodiesel dipende principalmente dalla disponibilità di oli vegetali, per i quali l'Europa risulta sia deficitaria sia non competitiva: per questo motivo si è focalizzata l'attenzione su di essi nel presente lavoro. L'analisi empirica condotta dimostra che non esiste un legame diretto tra il mercato degli oli vegetali e il mercato dei combustibili fossili, sia a livello internazionale che italiano, probabilmente a causa dello scarso peso relativo dell'uso energetico degli oli vegetali rispetto agli altri impieghi. L'attuale situazione porta il continente europeo a dipendere dalle importazioni di olio vegetale per la produzione di biodiesel, con i rischi derivanti dalla dipendenza di pochi paesi leader nella produzione ed esportazione. Viene condotta quindi un'analisi per verificare la trasmissione spaziale dei prezzi degli oli vegetali impiegando il modello di correzione dell'errore (Error correction model). Una delle conclusioni cui si giunge è che il prezzo dell'olio più consumato al mondo, quello di palma, viene trasmesso sul mercato italiano più velocemente in occasione degli aumenti del prezzo internazionale: si tratta di un fenomeno simile a quanto accade con i combustibili fossili, che deve far riflettere chi vuole conseguire una minore dipendenza dall'estero e una maggiore stabilità nelle forniture energetiche tramite la diffusione delle fonti di energia rinnovabile.

ABSTRACT

The present thesis provides initially a general overview about the developments of the renewable energy sources around the World, in Europe and in Italy. Biofuels show to be the least adopted renewable energy and for which there are still many open issues. While biodiesel is the most adopted biofuel in Europe, bioethanol is common mainly in Brazil and USA. Biofuel use is of the one of the possible employment of agricultural commodities, which may be devoted also to food and feed production. Some empirical studies show that biofuels are not the main reason for the recent price rise of agricultural commodities. Biodiesel production relies mainly on vegetable oils, for which Europe is the second biggest consumer and importer in the world: that's the reason why vegetable oils are the main focus of this dissertation. The present work will verify the teoretical link between the vegetable oil market price with fossil fuels market price, both at the international and Italian level, showing that it is not confirmed empirically, probably because the relative quote of biofuel uses in vegetable oil consumption is not so big. European Union is dependent from import to supply itself for vegetable oil, with the risks connected to have to import commodities from the international market. We'll carry out an empirical analysis to verify the price spatial transmission through the Error Correction Model (ECM). One of the main findings is that the price of the most consumed oil in the world, palm oil, is transferred quicker when there is a price rise at the international level: this price transmission behaviour seems similar to that of fossil fuel markets. This evidence has to be taken into consideration from policymakers which would like to give higher domestic supply stability and higher domestic energy independence through the adoption of renewable energies.

1. QUADRO ECONOMICO DI RIFERIMENTO SULLE ENERGIE RINNOVABILI

1.1 Introduzione

L'energia prodotta dalle fonti rinnovabili può essere classificata, secondo due modalità:

- a- sulla base dell'origine (idrica, solare, da biomassa e rifiuti, eolica, geotermica)
- b- a seconda dell'utilizzo (energia elettrica, termica, meccanica – combustibile da trasporto).

Le bioenergie risultano essere una categoria, nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili, di solito riconducibile alla categoria “*biomassa e rifiuti*”, mentre, a seconda dell'utilizzo, può essere destinata a uno qualsiasi degli usi sopra elencati.

REN21¹ distingue la biomassa in “tradizionale” e “moderna”:

- a- l'aggettivo “*tradizionale*” si riferisce all'utilizzo di biomassa tal quale come, ad esempio, gli scarti agricoli, forestali, o rifiuti animali da bruciare in forni per produrre calore, cucinare o fornire calore di processo; si tratta di applicazioni tipiche delle zone rurali, oggi diffuse soprattutto nei paesi in via di sviluppo;
- b- l'aggettivo “*moderno*” si riferisce all'utilizzo della biomassa diverso da quello tradizionale, come nel caso della cogenerazione (contemporaneo utilizzo di elettricità e calore), della gassificazione, del biogas e dei biocombustibili per il trasporto.

¹ Rapporto redatto dal Renewable Energy Network for the 21st Century (REN21) in collaborazione con il Worldwatch Institute e con il sostegno del governo della Germania.

Prima di procedere alla descrizione del panorama delle energie rinnovabili, con particolare riferimento alle bioenergie, si vuole qui accennare alle motivazioni politiche che giustificano la loro importanza.

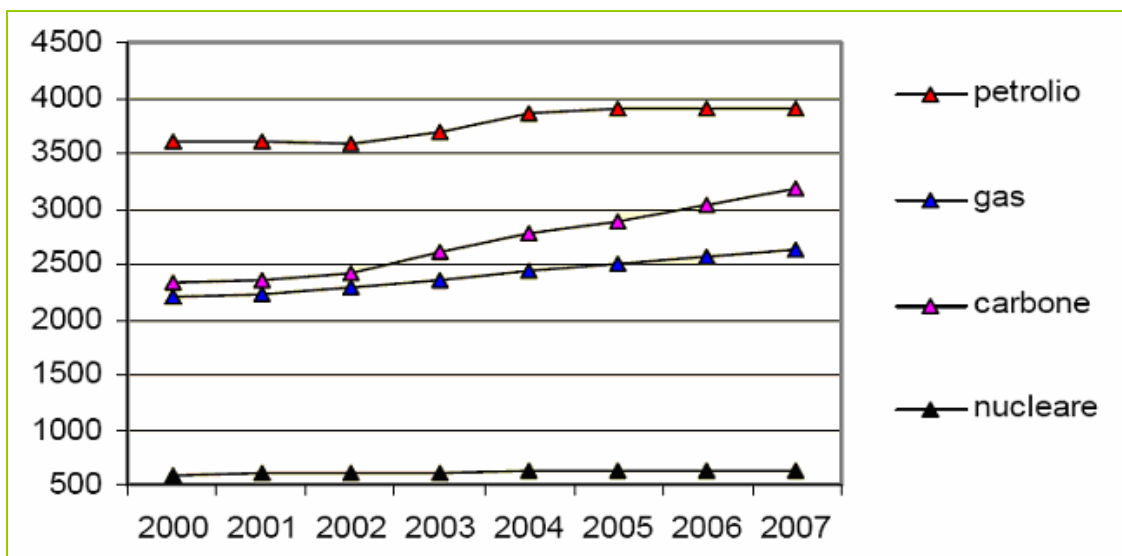
Le considerazioni su cui poggia la scelta politica di adottare e incentivare l'energia rinnovabile, tra cui le bioenergie, sono le seguenti:

a- *è necessario differenziare il mix energetico*. Attualmente il consumo mondiale di energia primaria è basato su petrolio, gas e carbone (fig. 1.1), con un aumento della competizione per le risorse energetiche tra i paesi sviluppati (anche se con consumi ormai stazionari, come Europa, Stati Uniti e Giappone (fig. 1.2) e paesi in fase di industrializzazione (soprattutto Cina e, nel prossimo futuro, l'India). I consumi da fonte fossile saranno sempre più soddisfatti da giacimenti presenti in aree del mondo caratterizzate da instabilità sociale o politica. Ad oggi il 40% delle riserve mondiali di petrolio è concentrato in Medio Oriente (di cui il 75% è in mano a paesi OPEC, vedi fig. 1.3), mentre il 56% delle riserve mondiali di gas è localizzato in Medio Oriente e Russia. Di contro, le riserve di fonti fossili presenti nei paesi sviluppati, come il gas in Europa (l'Olanda produce circa il 50% del gas consumato nell'UE) e il carbone (Nord America ed Europa) sono in lento esaurimento. Il rapporto tra le riserve disponibili e l'estrazione annua è, attualmente, di circa 61 anni per il gas e di 133 anni per il carbone. La risposta politica di fronte a un simile scenario, a livello europeo, è quella riportata nelle "Conclusioni della Presidenza" al Consiglio Europeo di Bruxelles svoltosi nel marzo 2007²: ci si è posti l'obiettivo di arrivare al 20% dei consumi di energia primaria provenienti da fonte rinnovabile e ridurre del 20% i consumi energetici rispetto le proiezioni del 2020³;

Fig. 1.1 – Andamento dei consumi mondiali per fonte fossile 2000-2007 (Mtep)

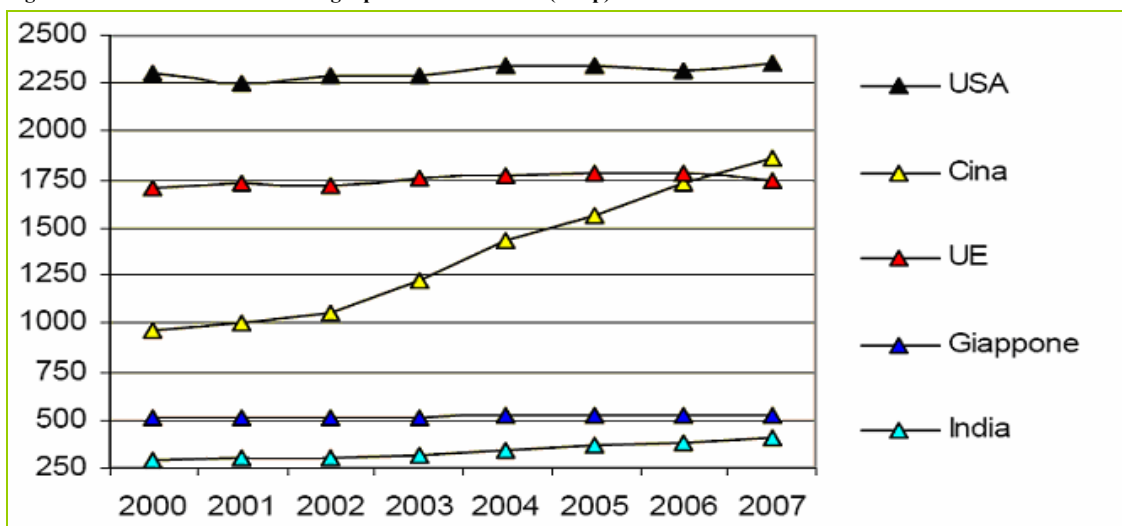
² <http://register.consilium.europa.eu/pdf/it/07/st07/st07224-re01.it07.pdf>

³ indicate nel "Libro Verde sull'Efficienza Energetica" redatto dalla Commissione UE



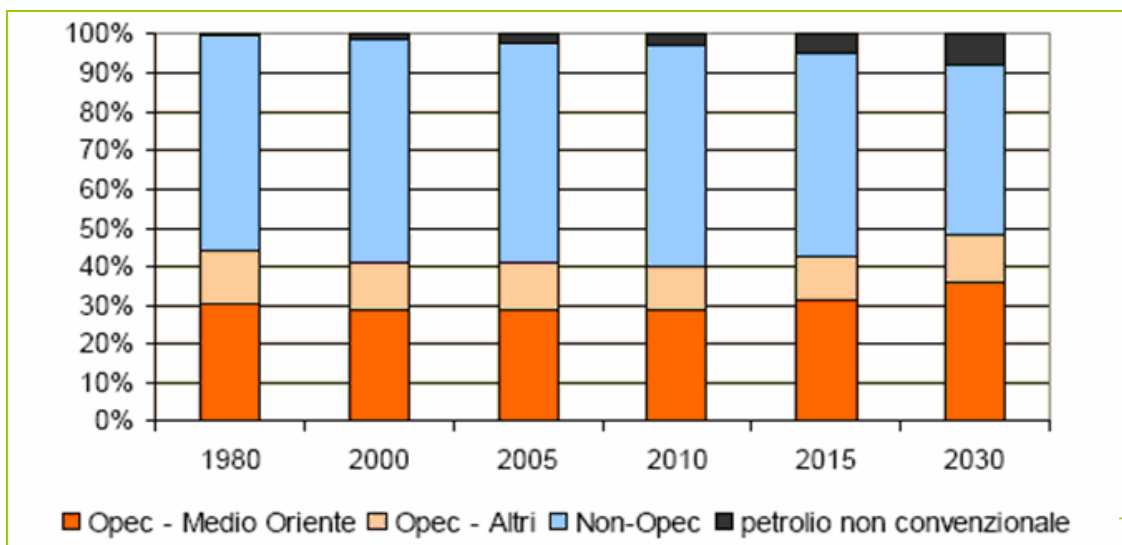
Fonte: BP Statistical Review of World Energy (Giugno 2007)

Fig. 1.2 – Consumi mondiali di energia primaria 2000-2007 (Mtep)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (Giugno 2007)

Fig. 1.3 – Produzione di petrolio per area: dati storici e previsioni (in %)

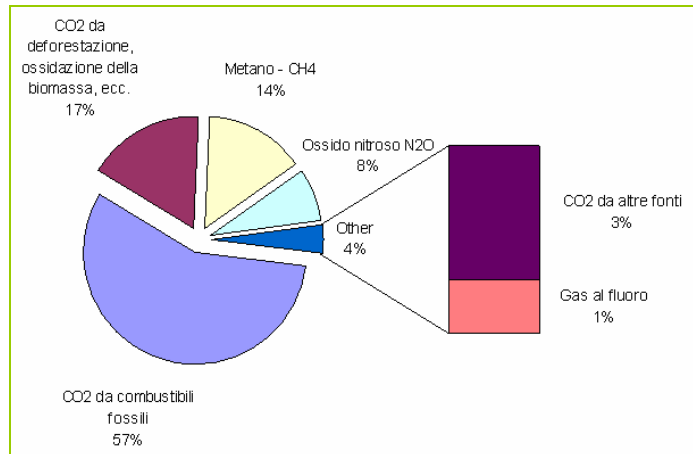


Fonte: Elaborazione ENEA su dati AIE, World Energy Outlook 2006

b- *è necessario ridurre le emissioni di gas serra al fine di contenere il global warming.* Sono alcuni gas a lunga permanenza nell'atmosfera, come sta confermando la ricerca scientifica mondiale, che contribuiscono all'imprigionamento dell'energia radiante solare nell'atmosfera, determinando il surriscaldamento di quest'ultima (1.4). In particolare il principale gas ad effetto serra è l'anidride carbonica, originata principalmente dall'uso dei combustibili fossili nel settore energetico e industriale; il settore primario contribuisce per il 13% circa alle emissioni di gas serra (fig. 1.5). Secondo l'IPPC la concentrazione di CO₂ nell'atmosfera è passata da 280 ppm prima del 1750 a 379 ppm nel 2005. Negli ultimi 50 anni si è assistito ad una intensificazione dei parametri indicatori del global warming (tab. 1.1) derivanti principalmente dall'attività antropica. Per tali motivi, mentre l'Unione Europea si è impegnata a ridurre del 20% i livelli di emissioni rispetto ai valori registrati nel 1990; nell'incontro dei G8 tenutosi in Giappone nel luglio 2008 si è siglato un documento che ambisce addirittura a dimezzare le emissioni di gas serra entro il 2050. A titolo di confronto, per sottolineare l'ambiziosità (e la difficoltà) nel conseguire tali obiettivi, si rammenti che il Protocollo di Kyoto prevede di ridurre mediamente del 5%, entro il 2012, i livelli di emissione rispetto i valori del 1990 (le percentuali obiettivo variano per area economica e per nazione). Come al precedente punto, gli strumenti per attuare una politica di riduzione delle emissioni di gas serra consistono principalmente nell'aumento dell'efficienza energetica (conseguibile soprattutto grazie ad un uso più attento dei combustibili da parte del

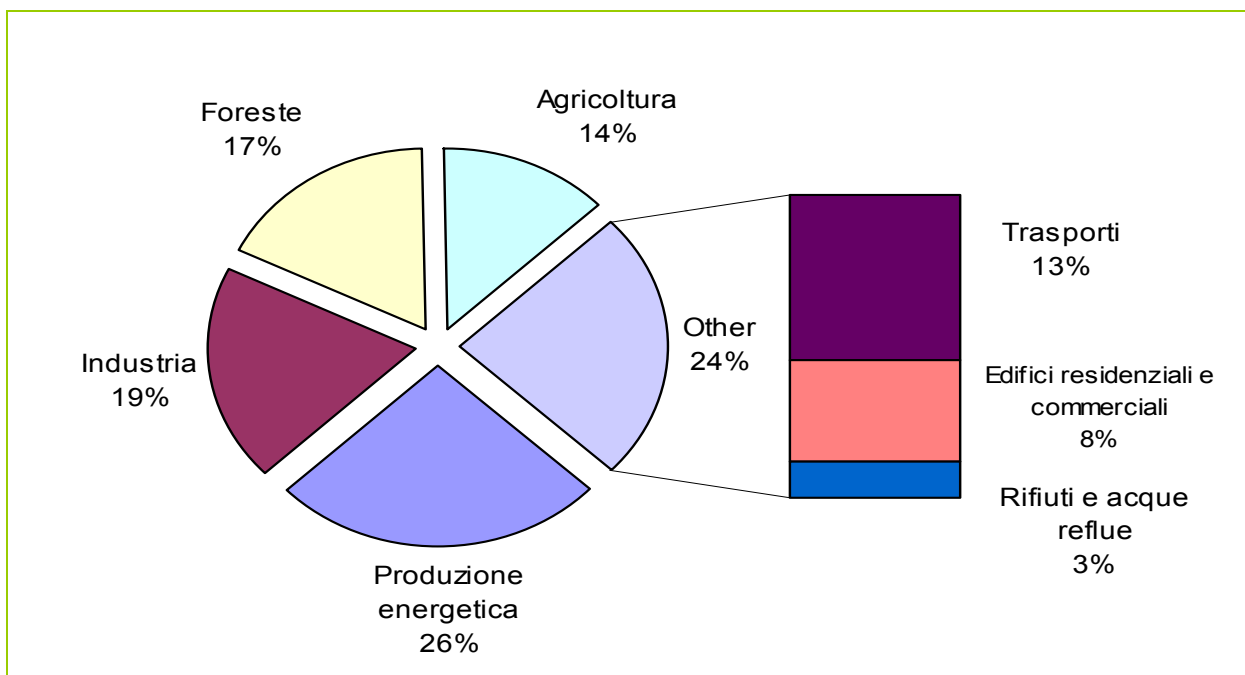
consumatore finale) e nell'impiego energetico delle fonti rinnovabili (fig. 1.6). D'altra parte l'IPPC considera necessario dimezzare le emissioni entro il 2050 per contenere l'aumento della temperatura mondiale entro i 2,4 °C, è appunto questo il valore termico al di sotto del quale le variazioni ambientali a livello planetario dovrebbero essere tutto sommato contenute.

Fig. 1.4 – Contributo dei diversi gas serra antropogenici alle emissioni totali del 2004 (in CO₂ equivalente)



Fonte: IPCC (Novembre 2007)

Fig. 1.5 – Contributo dei diversi settori alle emissioni antropogeniche totali di gas serra nel 2004 (in CO₂ equivalente)



La voce "foreste" include il rilascio di gas serra conseguente alla deforestazione

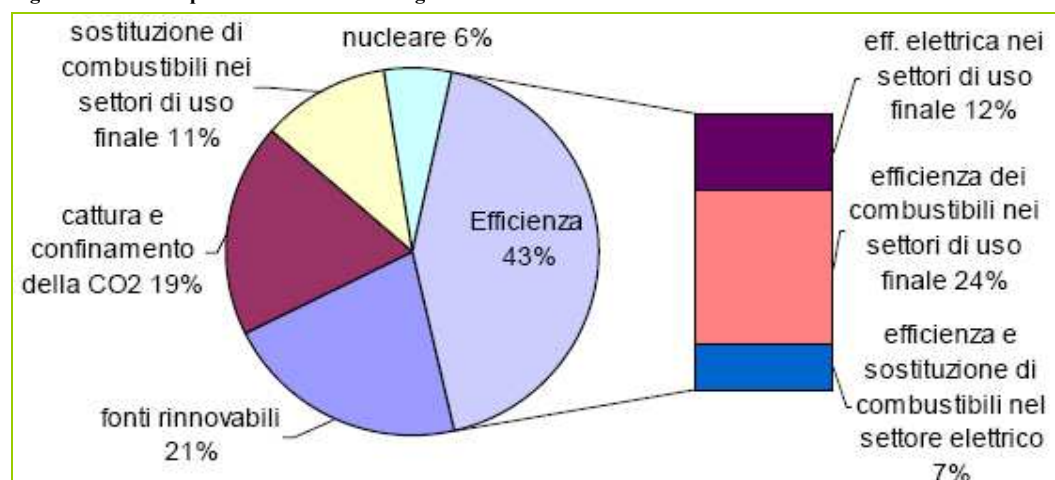
Fonte: IPCC (Novembre 2007)

Tab. 1.1 - Variazioni annue di alcuni parametri-spia del cambiamento climatico

Periodo	Variazione temperatura [°C/100 anni]	Variazione livello dei mari [mm/anno]	Variazione concentrazione CO ₂ [ppm/y]
1906-2005	0,74		
1956-2005	1,3		
1961-2003		1,8	
1993-2003		3,1	
1960-2005			1,4
1995-2005			1,9

Fonte: IPCC (2007)

Fig. 1.6 - Incidenza percentuale delle tecnologie nella riduzione delle Emissioni serra al 2050



Fonte: Elaborazione ENEA da Energy Technology Perspectives, IEA 2008

1.2 Energie rinnovabili e bioenergie: situazione internazionale

La situazione mondiale delle bioenergie viene spesso inserita nell'ambito di analisi più ampie che riguardano le fonti energetiche rinnovabili in genere.

E' necessario però fare attenzione alla terminologia impiegata e quindi alla logica sottesa a tale terminologia: quando si parla di "bioenergie" ci si riferisce a energie rinnovabili che posseggono una componente organica (il prefisso "bio" indica l'origine da "biomassa") e che possono essere impiegate per la produzione di sola energia meccanica (cioè biocombustibili destinati al trasporto di merci e persone), di sola energia elettrica, di solo calore oppure della produzione combinata di esse. In tale contesto rientrano quindi le "bioenergie" che hanno un'origine agricola, siano esse ottenute da colture dedicate o residui colturali, agro-industriale, ma anche la frazione organica dei rifiuti urbani.

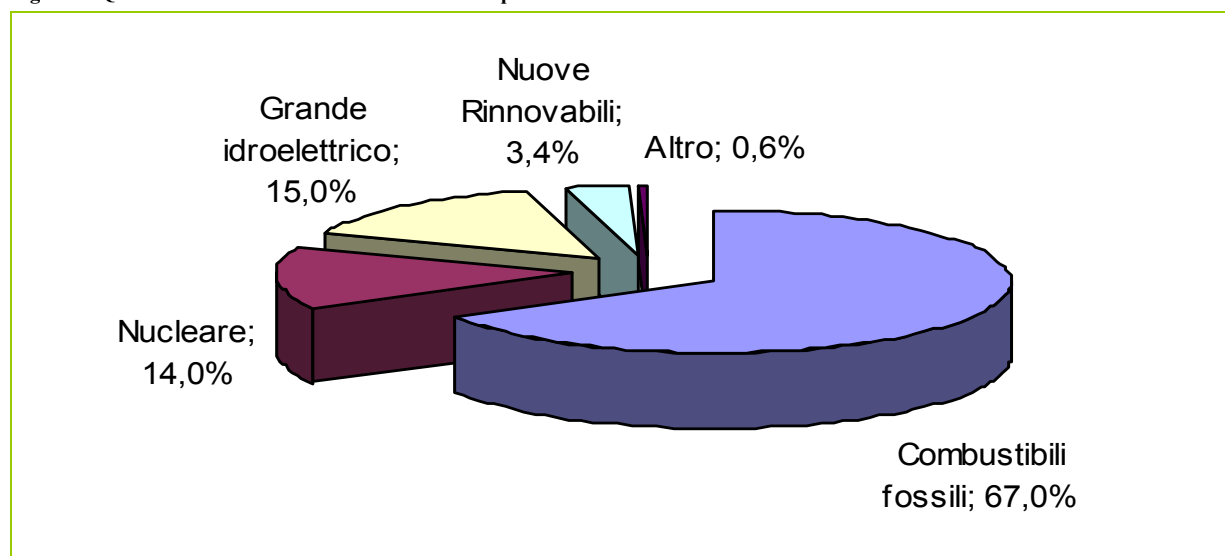
Di seguito affronteremo l'analisi delle energie rinnovabili (e.r.) distinguendole in base alla loro destinazione d'uso: e.r. destinate principalmente alla produzione di energia elettrica, e.r. destinate alla produzione di solo calore, e.r. destinate ai biocombustibili.

1.2.3 Energie rinnovabili destinate a produrre elettricità

Nel 2006, si è arrivati ad una potenza installata nel mondo di 210 GW, escludendo i grossi impianti idroelettrici che da soli raggiungono i 770 GW di potenza rinnovabile installata. Generalmente il grande idroelettrico è considerato una fonte rinnovabile "tradizionale" nell'ambito della generazione elettrica, con un basso incremento annuo (dell'ordine dell'1-2%) e trattata perciò separatamente. La potenza elettrica mondiale alimentata da biomassa è risultata essere pari a 45 GW, preceduta dall'energia eolica e dal piccolo idroelettrico. In termini complessivi, la capacità produttiva di energia elettrica da fonte rinnovabile, pari a 980 GW (riferita al 2006), rappresenta quasi il 23% della capacità produttiva di energia elettrica nel mondo, che ammonta a 4300 GW: a tale produzione contribuisce il grande idroelettrico per il 17,9% e le altre fonti rinnovabili per il 4,8%. Per il 2007, REN 21 stima che la capacità produttiva delle rinnovabili, senza il grande idroelettrico, abbia raggiunto i 240 GW e i 1010 GW comprendendo il grande idroelettrico. In termini di produzione di energia elettrica (espressa in GWh/anno) nel 2006 le fonti di energia rinnovabile nel mondo

hanno contribuito per il 18,4% alla produzione elettrica mondiale, ripartendosi tra grande idroelettrico (15%) e nuove rinnovabili (3,4%) (vedi fig. 1.7).

Fig. 1.7 – Quota delle fonti rinnovabili sul totale della produzione elettrica mondiale



Fonte: REN21 (2008)

Volendo stilare una classifica di produzione per paesi o aree geografiche (tab. 1.2), i paesi in via di sviluppo contribuiscono per oltre il 45% alla produzione mondiale di e.e. da fonte rinnovabile (considerando anche il grande idroelettrico). Questa constatazione indica che lo sviluppo dei paesi più arretrati può avvenire anche adottando tecnologie compatibili con l'ambiente. L'UE, nel 2006, risulta essere il territorio che contribuisce di più alla produzione mondiale di e.e. da fonte rinnovabile (190 GW in totale tra grande idroelettrico e nuove rinnovabili), seguita dalla Cina (152 GW) e dagli Stati Uniti (121 GW).

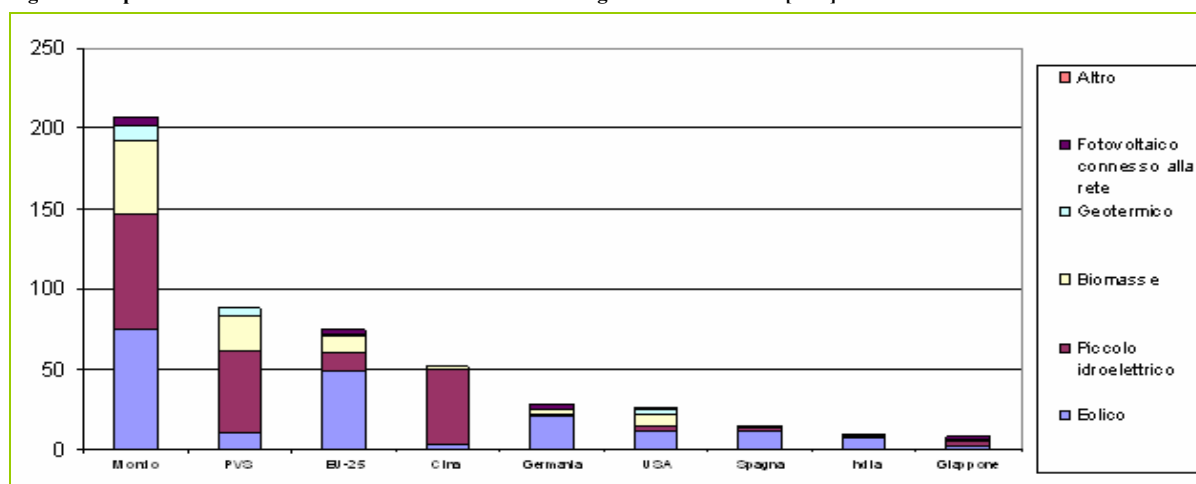
Tab. 1.2 – Distribuzione della capacità di generazione rinnovabile nel mondo (2006)

Tecnologia (Capacità in GW)	Mondo Totale	Paesi in via di sviluppo	EU-25	Cina	Germania	USA	Spagna	India	Giappone
Piccolo idro	73	51	12	47	1,7	3,0	1,8	1,9	3,5
Eolico	74	10,1	48,5	2,6	20,6	11,6	11,6	6,3	1,6
Biomasse	45	22	10	2,0	2,3	7,6	0,5	1,5	0,1
Geotermica	9,5	4,7	0,8	0,2	-	2,8	-	-	0,5
Solare PV connessa	5,1	~0	3,2	~0	2,8	0,3	0,1	~0	1,5
Solare termoelettrico	0,54	-	0,1	-	-	0,4	0,1	-	-
Maree e moto ondoso	0,3	-	0,3	-	-	-	-	-	-
Totale capacità rinnovabili (escluso grande idro)	207	88	75	52	27	26	14	10	7
Grande idro	770	355	115	100	7	95	17	35	45
Totale generazione elettrica	4.300	1.650	720	620	130	1.100	79	140	280

Fonte: REN 21 (2008)

Osservando quanto riportato in figura 1.8, la capacità produttiva elettrica rinnovabile nel mondo, escludendo il grande idroelettrico, proviene da tre fonti principali: piccolo idroelettrico, eolico e biomassa. Cina e Paesi in Via di Sviluppo (PVS) si caratterizzano per il piccolo idroelettrico, l'UE e gli Stati Uniti si caratterizzano per la diffusione dell'eolico.

Fig. 1.8 – Capacità elettrica rinnovabile esistente al 2006 – senza grande idroelettrico [GW]



Fonte: REN21

Considerando la produzione di energia elettrica mondiale derivante dalla sola biomassa, secondo Observ'ER – EDF risulta che per oltre il 62% (pari a circa 125 TWh) è localizzata nell'Europa dell'Ovest (Germania, Spagna, Regno Unito e altri inseriti nella voce “Resto del Mondo” nella tab. 1.3), seguita dagli Stati Uniti (29,3%, pari a 58,7 TWh). La biomassa invece è importante nella produzione elettrica dei PVS, ma non compare mai come fonte “caratterizzante” una particolare area geografica. Nel 2007, secondo l'UNEP⁴, l'incremento annuo di capacità elettrica da fonte rinnovabile è stato pari a 31 GW rispetto all'anno precedente. Si consideri, a titolo di confronto, che la produzione elettrica da fonte nucleare è incrementata, mediamente dal 2003 al 2007, di 2 GW l'anno. Nel 2007 l'UNEP riporta che le fonti elettriche rinnovabili hanno rappresentato il 5,4% della potenza mondiale installata e il 4,6% della produzione elettrica mondiale. Anche se non specificato, i dati UNEP sembrano escludere l'energia elettrica ottenuta dal grande idroelettrico.

Tab. 1.3 - Principali paesi produttori di elettricità a partire dalla biomassa (2006)

	Produzione [TWh]	Quota
Stati Uniti	58,7	29,3%
Germania	19,7	9,8%
Brasile	14,6	7,3%
Finlandia	11,8	5,9%
Giappone	11,6	5,8%
Regno Unito	9,3	4,6%
Canada	9	4,5%
Spagna	8,2	4,1%
Resto del mondo	57,2	28,6%
Mondo	200,1	100,0%

Fonte: Observ'ER - EDF (2007)

1.2..2 Energie rinnovabili destinate a produrre calore.

Nel mondo, secondo REN21, si trova una potenza installata di circa 373 GW, di cui quasi due terzi vengono ottenuti da biomassa.

⁴ Lo *United Nations Environment Programme (UNEP)* è stato istituito nel 1972 come organismo istituzionale cui è attribuito il fine generale della tutela ambientale e dell' utilizzo sostenibile delle risorse naturali, nel quadro del complesso sistema organizzativo delle Nazioni Unite.

1.2.3 Energie rinnovabili destinate ai biocombustibili.

Nel mondo, nel 2006, prevale la produzione di etanolo, con 39 miliardi di litri l'anno (+18% rispetto il 2005). Nel 2007 si stima una produzione di bioetanolo nel mondo pari a 46 miliardi di litri (+17,9% rispetto il 2006). La produzione di biodiesel invece ammontava, nel 2006 a circa 6 miliardi di litri annui; per il 2007 è prevista una produzione di circa 8 miliardi di litri (+33% rispetto il 2006). Esiste anche una separazione geografica tra i due biocombustibili (tab. 1.4): America per il bioetanolo (in particolare Stati Uniti e Brasile), Europa per il biodiesel (con la Germania in testa alla lista dei paesi produttori). In particolare per il bioetanolo, nonostante gli Stati Uniti abbiano superato la produzione del Brasile, la domanda nel 2006 è stata superiore all'offerta. Quindi mentre il mercato Nord Americano si classifica come "importatore netto" di bioetanolo, il Brasile, oltre a soddisfare la domanda interna di benzina con il 40% di bioetanolo (come E100 o E25, cioè puro o in miscela al 25% con benzina), lo esporta nel resto del mondo. Per quanto riguarda il biodiesel, è da segnalare la volontà di alcuni paesi del Sud Est Asiatico di espandere la propria produzione di olio vegetale incrementando di 1,5 milioni di ettari le piantagioni di palmeto (nel caso dell'Indonesia) o aumentando la capacità produttiva di biodiesel per arrivare a produrne il 10% del mercato mondiale (nel caso della Malesia).

Tab. 1.4 - Produzione di combustibili rinnovabili, primi 15 stati e UE, 2006

Paese	Etanolo	quota %	Δ 06/05	Biodiesel	quota % su	Δ 06/05
	(miliardi di litri)	su prod. Mondiale		(miliardi di litri)	prod. Mondiale	
USA	18,30	47%	22%	0,85	14%	240%
Brasile	17,50	45%	17%	0,07	1%	-*
Germania	0,50	1%	150%	2,80	47%	47%
Cina	1,00	3%	0%	0,07	1%	-*
Francia	0,25	1%	67%	0,63	11%	5%
Italia	0,13	0%	-*	0,57	10%	14%
Spagna	0,40	1%	33%	0,14	2%	40%
India	0,30	1%	0%	0,03	1%	-*
Canada	0,20	1%	0%	0,05	1%	-50%

Polonia	0,12	0%	-*	0,13	2%	30%
Rep. Ceca	0,02	0%	-*	0,15	3%	0%
Colombia	0,20	1%	0%	0,06	1%	-*
Svezia	0,14	0%	-30%	0,00	0%	-*
Malesia	0,00	0%	-*	0,14	2%	-*
Regno Unito	0,00	0%	-*	0,11	2%	-*
Totale EU	1,60	4%	78%	4,50	75%	25%
Totale mondo	39,00	100%	18%	6,00	100%	54%

Dato non disponibile.

Fonte: REN21

La quota di energia rinnovabile sul totale dei consumi energetici di una nazione, di un continente o del mondo, si può esprimere in 4 modalità:

- a- **come quota sull'energia primaria.** Si tratta del metodo impiegato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) che addiziona il contenuto energetico degli input impiegati negli impianti a combustibile (fossile, biomasse, nucleare) al valore dell'output di alcuni impianti di energia rinnovabile (idroelettrico, solare ed eolico). Tale metodo tende a sovrastimare la produzione degli impianti a combustibile rispetto al contributo degli impianti rinnovabili citati. Secondo il metodo IEA nel 2006 l'energia nucleare avrebbe fornito il 6% circa dei consumi di energia primaria, contro un 2% circa dell'idroelettrico;
- b- **come quota sull'energia primaria (con metodo BP, detto anche di sostituzione).** Si considera quanto combustibile sarebbe stato mediamente necessario per eseguire la produzione elettrica ottenuta dall'idroelettrico, dal solare e dall'eolico. Quando si cerca di confrontare il metodo BP con il metodo IEA, si possono rilevare dati non coerenti in quanto l'IEA assume un'efficienza degli impianti nucleari pari al 33%, mentre BP assume un'efficienza degli impianti rinnovabili (idroelettrico, solare ed eolico) pari al 38%;

c- **come quota sull'energia finale, ovvero quella disponibile al consumatore finale.**
E' il metodo utilizzato dalla Commissione Europea, indicato in seguito come metodo CE;

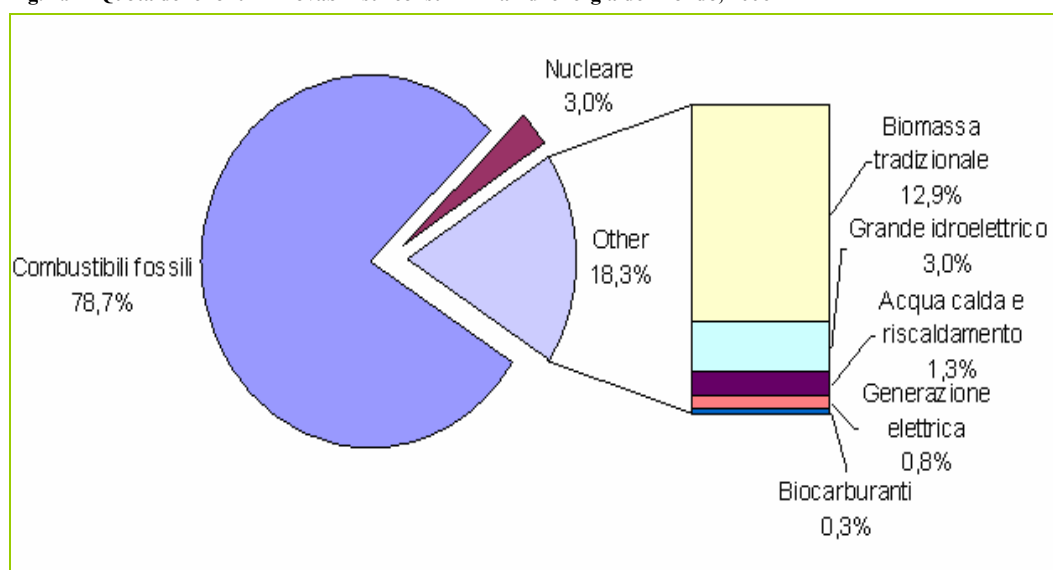
d- **come quota sulla produzione elettrica.** Questo metodo, anche se più preciso, elimina il contributo di tutte quelle forme di energia che sono usate per la produzione di sola energia termica, incluse le biomasse "tradizionali", o per la produzione di combustibili da trasporto (compresi i biocombustibili);

Come si osserva nella figura 1.9, le fonti rinnovabili, nel 2006, coprono il 18% dei consumi finali di energia nel mondo (in termini di energia meccanica, elettrica e termica), una percentuale di circa 6 volte superiore rispetto all'energia nucleare prodotta nel mondo. Le energie rinnovabili nel mondo sono impiegate per la maggior parte (circa il 72%) come "biomassa tradizionale" (cioè usata per produrre energia termica destinata a scaldare e cucinare), seguite dal grande idroelettrico che costituisce quasi il 17% delle rinnovabili ed è destinato principalmente alla produzione di energia elettrica. Seguendo invece il metodo IEA, nel 2006 la quota di energia primaria ottenuta da fonte ammonta a circa il 13%.

Cercando di riassumere quanto illustrato finora se ne deduce che:

- a- in termini di capacità produttiva (GW di potenza installata) l'energia rinnovabile più diffusa è il grande idroelettrico, anche se i maggiori margini di incremento sono presenti nelle nuove rinnovabili, probabilmente quelle che si basano sul concetto di "generazione distribuita"
- b- in termini di producibilità annua ($\text{GWh} \cdot \text{anno}^{-1}$) le fonti rinnovabili più diffuse sono quelle che impiegano la biomassa in modo tradizionale tramite la combustione destinata alla produzione di calore civile e industriale.

Fig. 1.9 – Quota delle fonti rinnovabili sui consumi finali di energia del mondo, 2006

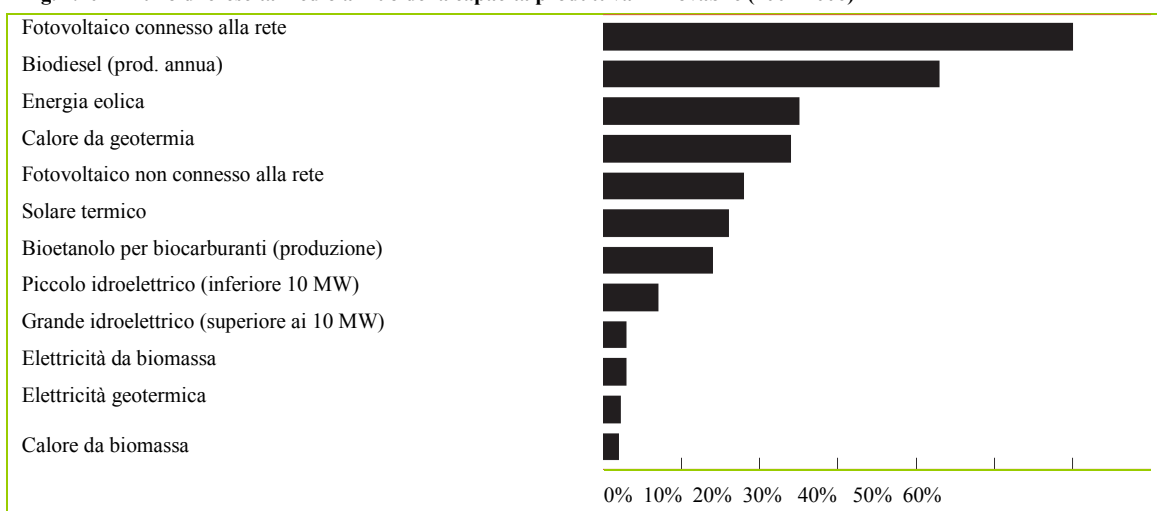


Fonte: REN21 (2008)

REN21 identifica le fonti rinnovabili “nuove” come quelle che possono avere il maggiore potenziale di sviluppo e la maggior necessità di supporto politico e di mercato. Le nuove energie rinnovabili producono energia termica, elettrica o biocombustibili per il 2,4% dei consumi finali di energia nel mondo, ovvero costituiscono il 13% dell’energia da fonte rinnovabile del 2006. Le nuove energie rinnovabili si stanno diffondendo soprattutto nei paesi sviluppati e racchiudono tutto ciò che non ricade nella categoria “grande idroelettrico” e “biomassa tradizionale”

Le nuove fonti rinnovabili sono quelle che infatti hanno avuto, dal 2002, il maggior tasso di crescita annuale (fig. 1.10).

Fig. 1.10 – Ritmo di crescita medio annuo della capacità produttiva rinnovabile (2002-2006)



Fonte: Ren21 (2008)

Tra le bioenergie i maggior incrementi annuali medi si sono ottenuti per il biodiesel (oltre il 40%), per l’etanolo (oltre il 15%), mentre la biomassa destinata alla produzione di energia elettrica o calore ha registrato aumenti dell’ordine di qualche punto percentuale. I maggiori tassi di crescita per le bioenergie e i biocarburanti in particolare, sono probabilmente dovuti anche alla loro scarsa importanza in valore assoluto, in quanto soddisfano complessivamente solo lo 0,3% della domanda mondiale di energia (come indicato in fig. 1.9)

Dal punto di vista delle politiche di governo sulle fonti rinnovabili, sono ben 66 le nazioni nel mondo che hanno fissato delle soglie minime di energia elettrica da fonte rinnovabile (tipicamente nel range 5-30%), come anche delle soglie minime di introduzione di biocombustibili.

L’AIE⁵, nel suo Rapporto 2008 sulle prospettive delle tecnologie energetiche, ha delineato 3 possibili scenari di sviluppo energetico e di emissione sino al 2050:

- a- *scenario “base”*. In assenza di modifiche alla situazione mondiale esistente, si prevede un aumento della domanda di petrolio pari al 70% e un aumento delle emissioni di CO₂ pari al 130% (con un conseguente aumento della temperatura mondiale pari a 6 °C);
- b- *scenario “act”*. Si modifica il mix di approvvigionamento energetico sulle base delle tecnologie attualmente conosciute e, entro il 2050, si prevede di riportare i livelli di emissione a quelli registrati nel 2005; le scelte di indirizzo politico attualmente in vigore perseguono già questi obiettivi;

⁵ Agenzia Internazionale dell’Energia

c- *scenario "blue"*. Si riducono del 50% le emissioni di CO₂ rispetto i livelli attuali. Le scelte politiche per perseguire questo scenario non sono ancora state effettuate in modo netto e per questo è richiesto uno sforzo particolare in tale direzione. I costi di una politica che persegua la riduzione delle emissioni non è elevato, mentre rimane incerto il risultato atteso, in quanto basato su tecnologie ancora in fase di evoluzione. In questo scenario la biomassa giocherà un ruolo chiave, passando dall'attuale quota del 13% sui consumi mondiali di energia primaria al 23% nel 2050, ovvero dalla biomassa dovrà essere soddisfatto il 26% dei consumi mondiali di biocombustibili (contro l'attuale 2%) e il 46% della domanda elettrica mondiale (contro l'attuale 18% circa).

1.3 Il flusso degli investimenti mondiali nelle fonti rinnovabili

Nel realizzare un'analisi di un settore con la quale evidenziare i trend, si possono adottare due approcci:

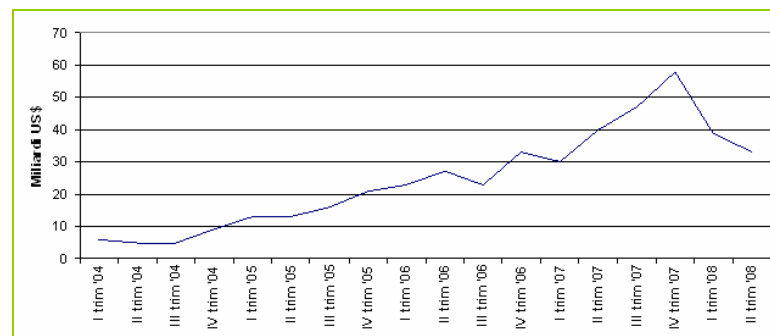
- a) *una prospettiva a posteriori*, in cui si documenta con fonti ufficiali l'andamento del mercato di interesse. Siccome questo approccio richiede la consultazione di pubblicazioni emesse dagli enti preposti alle rilevazioni statistiche, seguite poi da un'analisi approfondita, possono passare alcuni mesi, se non anni, tra l'avvenimento del fatto economico e la registrazione, pubblica e ufficiale, dello stesso. Inoltre, estendendo l'area geografica di interesse, aumentano anche i tempi di raccolta dei dati. E' probabilmente questo il motivo per cui sia l'Unione Europea che REN21 pubblicano i rapporti "2008" basati su dati del 2006;
- b) *una prospettiva ex-ante*, che tipicamente si basa su previsioni di mercato, modelli econometrici, ecc. Le conclusioni a cui si giunge con tale prospettiva spesso risentono delle ipotesi di partenza adottate nelle simulazioni. Volendo cercare di avvicinarsi alla realtà spesso si dipingono scenari alternativi, basati su diverse ipotesi rispetto la situazione di riferimento (es. economia in sviluppo o economia stagnante, oppure bassa e alta inflazione, oppure alto e basso tasso di interesse, ecc.).

Una alternativa che permette di legare i due tipi di analisi economica, riducendo la lentezza delle analisi ex-post e l'errore insito nella stima ex-ante, è quello di considerare il flusso degli investimenti in un determinato mercato. Infatti l'analisi degli investimenti permette di:

- 1- basare le proprie considerazioni su un fatto realmente avvenuto, cioè delle transazioni finanziarie, anche se il bene per cui esse sono avvenute non è ancora produttivo e quindi oggetto di statistica ufficiale;
- 2- tali transazioni e il loro ammontare indicano le dimensioni di un determinato mercato e le aspettative di reddito futuro che da esse ci si può attendere in termini di profitto, di numero di posti di lavoro generati, ecc.

Il Programma ambiente delle Nazioni Unite (UNEP) ha infatti realizzato uno studio sull'andamento globale degli investimenti nell'energia sostenibile. Nel 2007 risultano essere stati investiti nel mondo 148,4 miliardi di dollari in nuove strutture di energia sostenibile, siano esse destinate alla produzione da fonti rinnovabili o all'aumento dell'efficienza energetica. Il volume di affari dell'energia sostenibile viene stimato a 204,9 miliardi di dollari, comprendendo, oltre ai nuovi investimenti, le transazioni dovute a fusioni, acquisizioni e trattamenti di fine rapporto all'interno del settore. Il volume di affari dell'efficienza energetica viene stimato a 7,5 miliardi di dollari, una approssimazione per difetto visto che molti degli investimenti vengono realizzati internamente dai beneficiari dell'applicazione senza ricorrere a finanziamenti esterni. Pur essendo un settore dalle prospettive interessanti nel medio lungo periodo, l'ambito dell'energia sostenibile ha sofferto della crisi finanziaria internazionale come riportato in fig. 1.11 a partire dal primo trimestre del 2008 dopo aver raggiunto il picco massimo nell'ultimo trimestre del 2007.

Fig. 1.11 – Andamento trimestrale delle transazioni finanziarie nel settore delle energie rinnovabili e del risparmio energetico

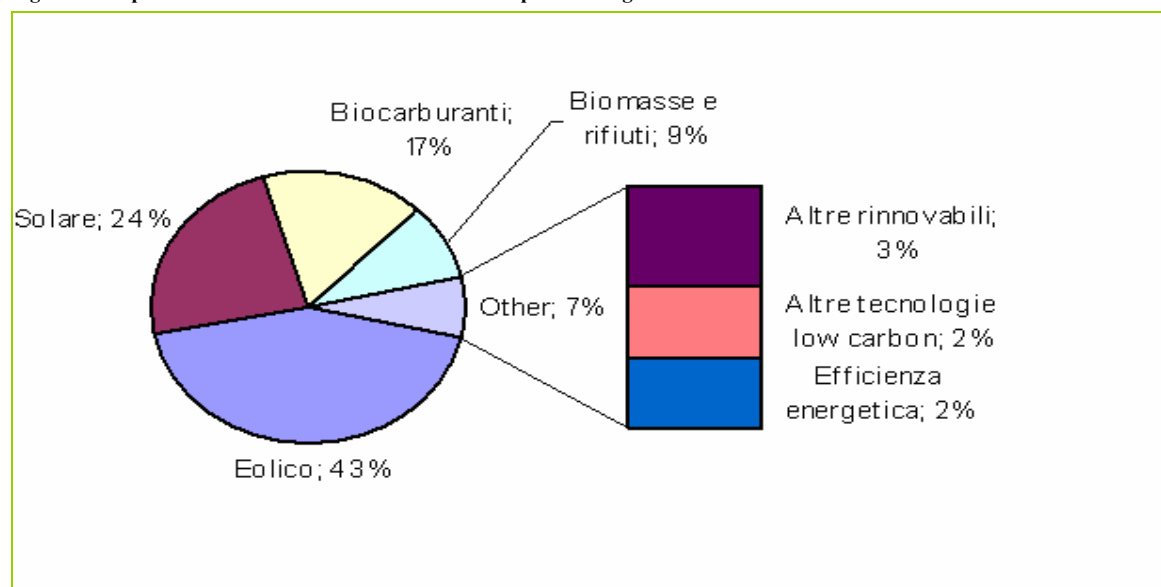


Fonte: *New Energy Finance (2008)*

Quasi l'85% del totale degli investimenti mondiali effettuati nel 2007 per le fonti rinnovabili (fig. 1.12) sono stati utilizzati per la costruzione di impianti eolici, solari e per la produzione di biocombustibili. Gli impianti per l'utilizzo delle biomasse e rifiuti risultano al quarto posto, con il 9% degli investimenti.

Nonostante il ruolo importante dei biocombustibili, essi sono stati l'unico settore in cui si è assistito ad un leggero decremento negli investimenti nel corso del 2007, da 19,4 a 19,2 miliardi di dollari.

Fig. 1.12 – Ripartizione dei nuovi investimenti mondiali per tecnologia



Fonte: New Energy Finance (2008)

Considerando i soli investimenti in nuove attività per regione geografica (venture capital, public markets e asset finance, fig. 1.13) si nota come l'Europa sia il mercato di dimensione più importante (\$55,8 miliardi nel 2007), seguito a distanza dagli Stati Uniti (\$26,5 miliardi). Esiste inoltre una specializzazione territoriale nella tipologia di investimenti: mentre l'Europa si caratterizza per investimenti di sviluppo pre-commerciale delle energie sostenibili, gli Stati Uniti si distinguono per investimenti allo stadio iniziale di sviluppo delle energie sostenibili. Sebbene i paesi OECD siano l'area di investimento maggiore, nel 2007 nei paesi in via di sviluppo si è investito il 22% in nuove applicazioni, principalmente Cina e Brasile, paesi nei quali è stato canalizzato il 17% degli investimenti mondiali in nuove attività sostenibili.

Fig. 1.13 – Nuovi investimenti in energia sostenibile per area geografica [bn=miliardi US\$]



Fonte: SEFI, New Energy Finance

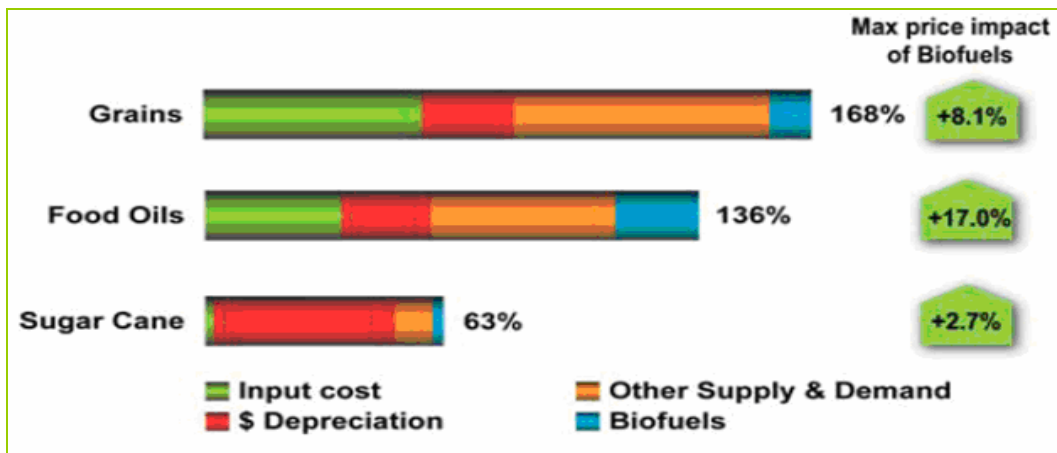
Nonostante questi numeri di tutto rispetto e l'idea generale che le energie sostenibili devono essere sostenute sia politicamente che economicamente, essendo ritenute più costose di quelle "tradizionali" per quanto riguarda la loro installazione, l'UNEP fa notare che:

- a- gli investimenti nelle energie sostenibili durante il 2007 rappresentano poco meno del 10% (145,6 miliardi di dollari) degli investimenti mondiali eseguiti in infrastrutture energetiche, ovvero l'1% del totale degli investimenti esistente al 2007;
- b- l'ammontare di tali investimenti ha lo stesso ordine di grandezza, secondo quanto riportato dalla Stern Review, del costo per stabilizzare l'anidride carbonica equivalente nell'atmosfera ad un livello di 550 ppm, stimato pari al 1% del prodotto interno lordo mondiale, ovvero 134 miliardi di dollari nel 2015;
- c- nonostante quanto riportato al precedente punto "a", solo l'8% dei sussidi destinati al settore energetico è rivolto alle fonti rinnovabili. Questo indica che il livello di sostegno pubblico destinato alle energie sostenibili è inferiore rispetto a quello riservato ad altre fonti energetiche. Inoltre nel 2007, il sostegno pubblico per investimenti in energia sostenibile è stato inferiore agli investimenti realizzati da parte del settore privato.

L'Agenzia Internazionale per l'Energia (International Energy Agency, IEA) ha rilevato come, nonostante gli incrementi medi annui avvenuti nell'industria mondiale dei biocombustibili dal 2004 (+18% per il bioetanolo, +71% per il biodiesel), questi coprono solo l'1% del consumo mondiale di combustibili per il trasporto. Per questo

motivo il settore dei trasporti è quello in cui sarà necessario compiere i maggiori passi verso la sostenibilità, sia in termini di efficienza energetica (cioè ridurre il consumo di carburante per km percorso), sia per superare il dualismo food-no food. A tale riguardo New Energy Finance riporta una stima circa il contributo dei biocombustibili al recente incremento dei prezzi nelle materie prime agricole. In fig. 1.14 si riporta l’impatto di diversi fattori sull’aumento di prezzo di alcune materie prime ad uso sia alimentare che energetico.

Fig. 1.14 – Contributo dei biocarburanti all’aumento del prezzo dei generi alimentari



Fonte: New Energy Finance, USDA

I fattori responsabili del recente incremento di prezzo risultano essere il costo dei mezzi di produzione, altri fattori che influenzano la domanda e l’offerta (es. spostamento della curva di domanda e offerta, presenza di beni sostituti o beni complementari, aumento del reddito disponibile pro-capite), il deprezzamento del dollaro americano e infine l’aumento della domanda indotta dalla produzione di biocombustibili. Attribuendo un peso ai fattori appena elencati, si rileva che l’aumento di prezzo dei cereali e degli oli vegetali è attribuibile soprattutto all’aumento dei costi di produzione e ad altri spostatori della domanda e dell’offerta, mentre l’influenza dei biocombustibili è più contenuta. Tra le diverse commodity, il prezzo degli oli vegetali è stato influenzato in modo più marcato dallo sviluppo dei biocombustibili, mentre la canna da zucchero è la commodity che ne ha risentito meno.

Qualche segnale volto alla risoluzione, ancorché in modo parziale, della competizione food-no food per le materie prime destinate anche ai biocombustibili è apparsa tra il 2006 e il 2007, con investimenti, su larga scala, per la realizzazione di impianti destinati

alla produzione di biofuel di seconda generazione, spesso avviati con una partnership mista pubblico-privato. Si tratta di impianti che impiegano biomassa ad uso non alimentare. Così in Canada si sono stanziati 500 milioni di dollari per imprese che producano biodiesel o bioetanolo di seconda generazione, negli Stati Uniti si stanno investendo 390 milioni di dollari per sei impianti di bioetanolo di seconda generazione. Il primo impianto mondiale di bioetanolo di seconda generazione è entrato in funzione nel 2007 in Giappone, con una capacità annua di 1,4 milioni di litri. Negli Stati Uniti il primo impianto di bioetanolo di seconda generazione sarà completato entro il 2008, con una capacità annua pari a 75 milioni di litri. Un'altro impianto in Iowa (Stati Uniti) già in fase di realizzazione e che verrà completato entro il 2009, produrrà bioetanolo a partire dai residui di mais (stocchi, foglie e tutoli). In Olanda, entro il 2008, dovrebbe entrare in funzione un impianto di bioetanolo di seconda generazione da 200 milioni di litri all'anno che impiega i residui dell'industria di lavorazione dei cereali (es. pula).

1.4 Energie rinnovabili e bioenergie: la situazione europea

Secondo Eurostat nel 2006 il consumo di energia dell'UE(27) è ammontato a 1.825 milioni TEP⁶, con un'importazione netta in aumento del 2,4% rispetto al 2005 e un aumento del tasso di dipendenza energetica⁷ arrivata al 54% (nel 1997 la dipendenza energetica ammontava al 45%). I principali fornitori di energia non rinnovabile dell'Europa sono la Russia, dalla quale proviene, rispettivamente, il 33% e il 40% delle importazioni di petrolio e gas naturale, seguita dalla Norvegia. La produzione primaria dell'UE27 ammonta a circa il 48% dei propri consumi interni lordi e proviene, nel 2006, dal nucleare (29% circa), dai combustibili solidi (22% circa), dal gas naturale (21% circa), dalle fonti rinnovabili (15% circa) ed infine dal petrolio (14% circa) (tab. 1.5).

Tab. 1.5 - Produzione primaria per fonte energetica – UE-27 (2006)

	Energia Lorda primaria (milioni di TEP)						Importazioni nette	Consumo interno lordo di energia	Tasso di dipendenza energetica
	Produzione					Prod. Totale			
	Nucleare	Combustibili solidi	Gas Naturale	Fonti rinnovabili	Petrolio				
EU27	255,3	190,4	179,4	127,4	118,7	871,2	1010,1	1825,2	53,80%
Italia	0	0	9	12,2	5,8	27,1	164,6	186,1	86,80%

Fonte: Eurostat (2008)

IL 98,7% delle fonti rinnovabili sono prodotte entro i confini dell'UE27 (tab. 1.6) e circa il 68% di esse è originato dalle biomasse (fig. 1.15). Nel 2006 si assiste così ad un aumento significativo del contributo della biomassa alla produzione primaria rinnovabile, assieme al solare, mentre l'energia geotermica e idraulica perdono importanza relativa.

⁶ TEP: tonnellate equivalente petrolio, ovvero un'unità di misura di riferimento avente un potere calorifico inferiore di 41.868 GJ/ton.

⁷ Per tasso di dipendenza energetica si intende il rapporto percentuale ottenuto dividendo le importazioni nette di prodotti energetici rispetto il consumo lordo di energia. Il consumo lordo di energia è pari alla somma tra i consumi lordi interni di energia e gli stoccaggi marittimi internazionali.

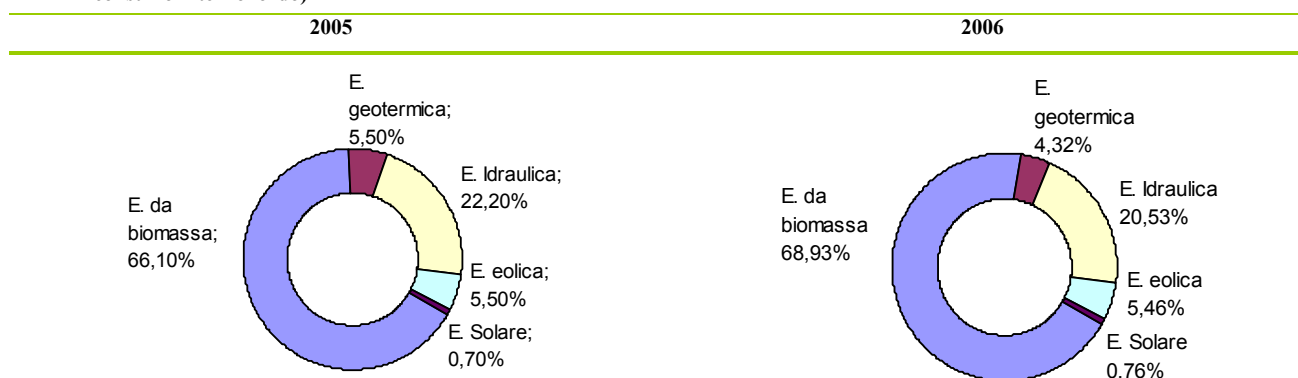
Tab. 1.6 - Consumo Interno Lordo (CIL) di energia (secondo gli input energetici) (ktep)

	Totale UE-27	di cui fonti rinnovabili		di cui biomassa	
			quota su f.f. ¹	quota su f.r. ²	
Totale CIL	1.825.181	129.151	7,1%		
di cui: <i>Produzione primaria</i>	871.247	127.419	14,6%	87.293	68,5%
<i>Import netto</i>	1.010.137	1.732			
<i>Altre voci</i>	-56.203	0			

Nota: 1) f.f.: Fonte fossile, 2) f.r.: Fonte rinnovabile

Fonte: nostre elaborazioni su dati Eurostat (2008)

Fig. 1.15 - Ripartizione dell'energia primaria rinnovabile per fonte (% sul totale delle rinnovabili espresse in ktep di consumo interno lordo)



Fonte: Eurostat (2008)

Considerando il consumo interno lordo di energia dell'UE, nel 2006 circa 1.527.805 ktep sono stati avviati alla trasformazione in energia termica ed elettrica (pari all'83,7%); la quota di consumo interno lordo derivante da fonte rinnovabile è stata di circa 36.108 ktep (pari a circa il 28% del CIL totale da fonte rinnovabile (tab. 1.7 e fig. 1.16).

Da questa rilevazione scaturisce quindi una seconda considerazione: mentre le fonti fossili abbisognano per la maggior parte di un processo di trasformazione, le fonti rinnovabili non necessitano di ulteriori variazioni chimiche o fisiche per il loro impiego.

Tab. 1.7 - Input di trasformazione elettrica e termica - UE27 (ktep)

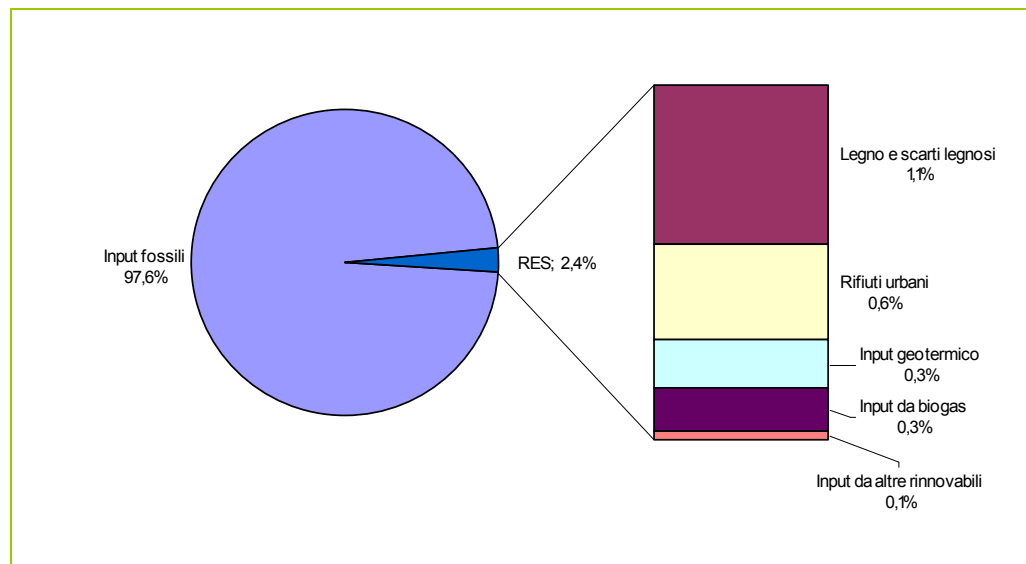
		Quota su rinnovabili
Input fossili	1.491.697	-
Input da fonti rinnovabili	36.108	
Di cui:		
<i>Legno e scarti legnosi</i>	16.239	45,0%
<i>Rifiuti urbani</i>	9.768	27,1%

<i>Input geotermico</i>	4.900	13,6%
<i>Input da biogas</i>	4.317	12,0%
<i>Input da altre rinnovabili</i>	884	2,4%

Totale input di trasformazione **1.527.805**

Fonte: Eurostat (2008)

Fig. 1.16 - Input di trasformazione elettrica e termica - UE27



Complessivamente la domanda finale europea di energia nel 2006 (tab. 1.8) è stata soddisfatta per circa il 5% dalle fonti rinnovabili (escludendo quelle destinate alla generazione elettrica) ed è ripartita principalmente tra il settore dei trasporti (31,5%), seguito dall'industria (27,6%) e dal settore civile (40,9%). Nel settore dei trasporti l'energia è consumata soprattutto per il trasporto su strada (82%) e aereo (14%)⁸. Le fonti rinnovabili (in forme diverse dall'energia elettrica) sono destinate soprattutto all'impiego nel settore civile e dei servizi, settore al quale viene destinato il 61,6% di esse. Si nota quindi la scarsa diffusione delle fonti rinnovabili nell'ambito dei trasporti.

Tab. 1.8 - Consumi energetici finali (CEF) secondo l'impiego finale (ktep)

		Totale consumi energetici finali	di cui fonti rinnovabili (in forme diverse dall'energia elettrica)		di cui energia elettrica (fossile e rinnovabile)	
Consumi finali di energia (per settore)	Industria	324.270	17.302	5,3%	12.671	3,9%
	Trasporti	370.304	5.376	1,5%	835	0,2%
	Civile	481.547	36.451	7,6%	13.004	2,7%
	Totale	1.176.120	59.128	5,0%	26.509	2,3%

⁸ Eurostat(2008)

Fonte: nostre elaborazioni su dati Eurostat (2008)

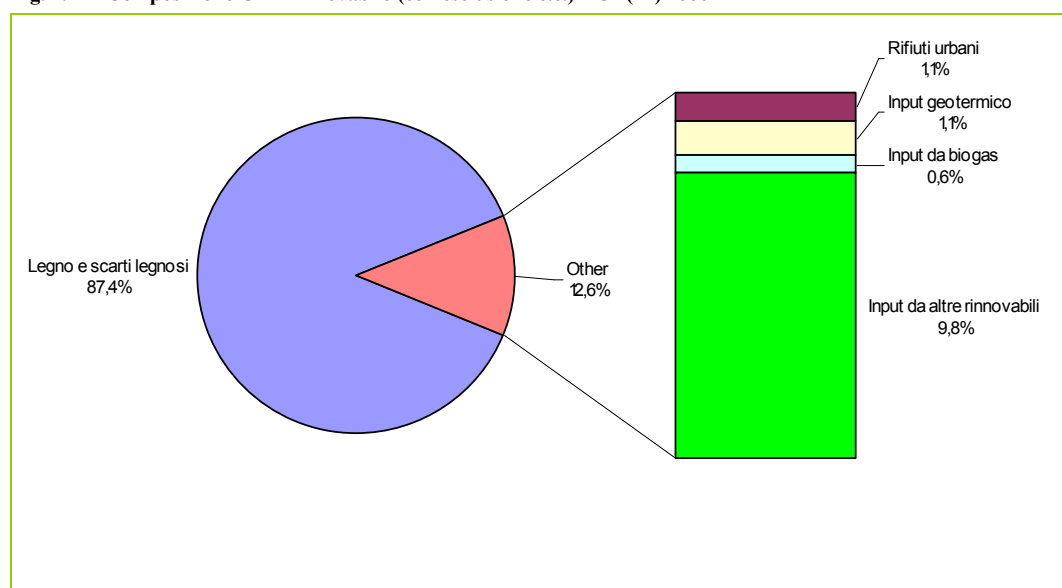
In tab. 1.9 e fig. 1.17 si evidenzia che i consumi di energia finale da fonte rinnovabile, escludendo l'energia elettrica, sono alimentati principalmente dal legno o suoi scarti di lavorazione.

Tab. 1.9 - Composizione CEF rinnovabile (con esclusione e.e.) – UE(27) 2006

	ktep	Quota su rinnovabili
Legno e scarti legnosi	51.679	87,4%
Rifiuti urbani	629	1,1%
Geotermico	677	1,1%
Biogas	352	0,6%
Altre rinnovabili	5.791	9,8%
Totale consumo energetico finale da fonte rinnovabile (senza elettricità rinnovabile)	59.128	100%

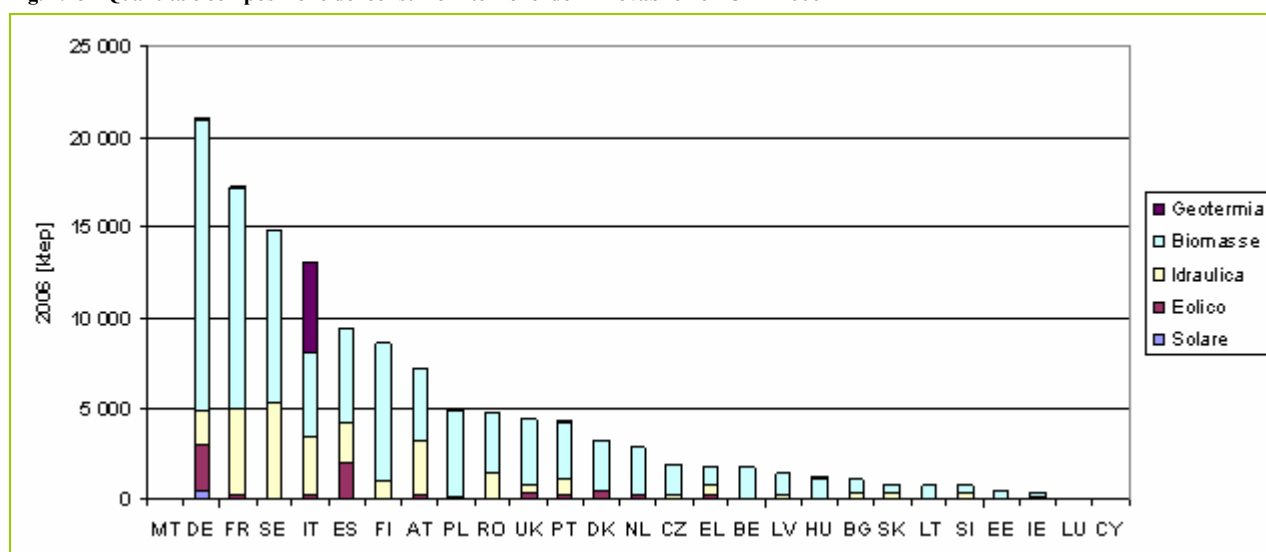
Fonte: Eurostat (2008)

Fig. 1.17 - Composizione CEF rinnovabile (con esclusione e.e.) – UE(27) 2006



In fig. 1.18 si distingue il contributo delle diverse fonti rinnovabili in termini di quantità assolute alla composizione del consumo interno lordo rinnovabile, per Stato Membro UE. In Italia si vede che contribuiscono maggiormente, in ordine decrescente, le biomasse, la geotermia e l'energia idraulica; le biomasse risultano invece essere la fonte rinnovabile più adottate in Germania, Francia, Svezia e Finlandia.

Fig. 1.18 - Quantità e composizione del consumo interno lordo rinnovabile nell'UE – 2006

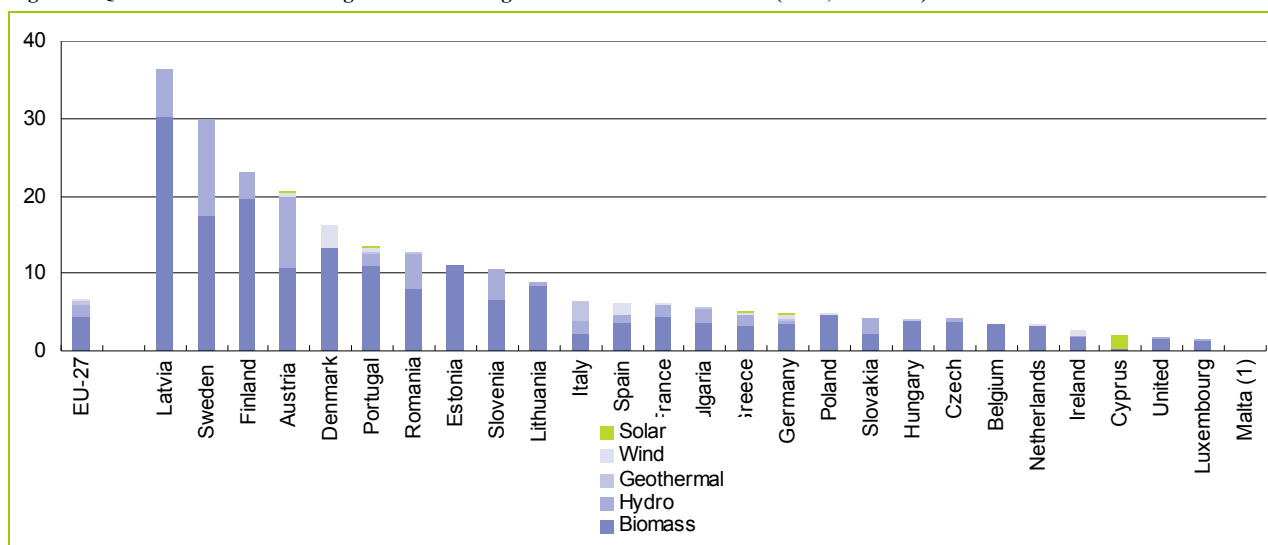


Fonte: Eurostat (2008)

Il peso relativo delle fonti rinnovabili (vedi fig. 1.19) porta ad una classifica diversa, evidenziando la Lettonia come lo stato membro leader nell'approvvigionarsi da fonti rinnovabili, soprattutto da biomassa. Dopo la Lettonia, gli Stati membri che presentano il maggior impiego relativo di biomassa sono Finlandia, Svezia e Danimarca.

Si è visto che l'Europa è il continente in cui si concentra la maggior parte degli investimenti nel settore dell'energia sostenibile; si ricorda che l'UNEP fa rientrare in questo ambito gli investimenti in energia rinnovabile, tra cui le bioenergie, e gli investimenti in efficienza energetica, che però rappresentano solo qualche punto percentuale sul totale dei flussi registrati.

Fig 1.19 - Quota del consumo di energia interna lorda generata da fonte rinnovabile (in %, dati 2005)



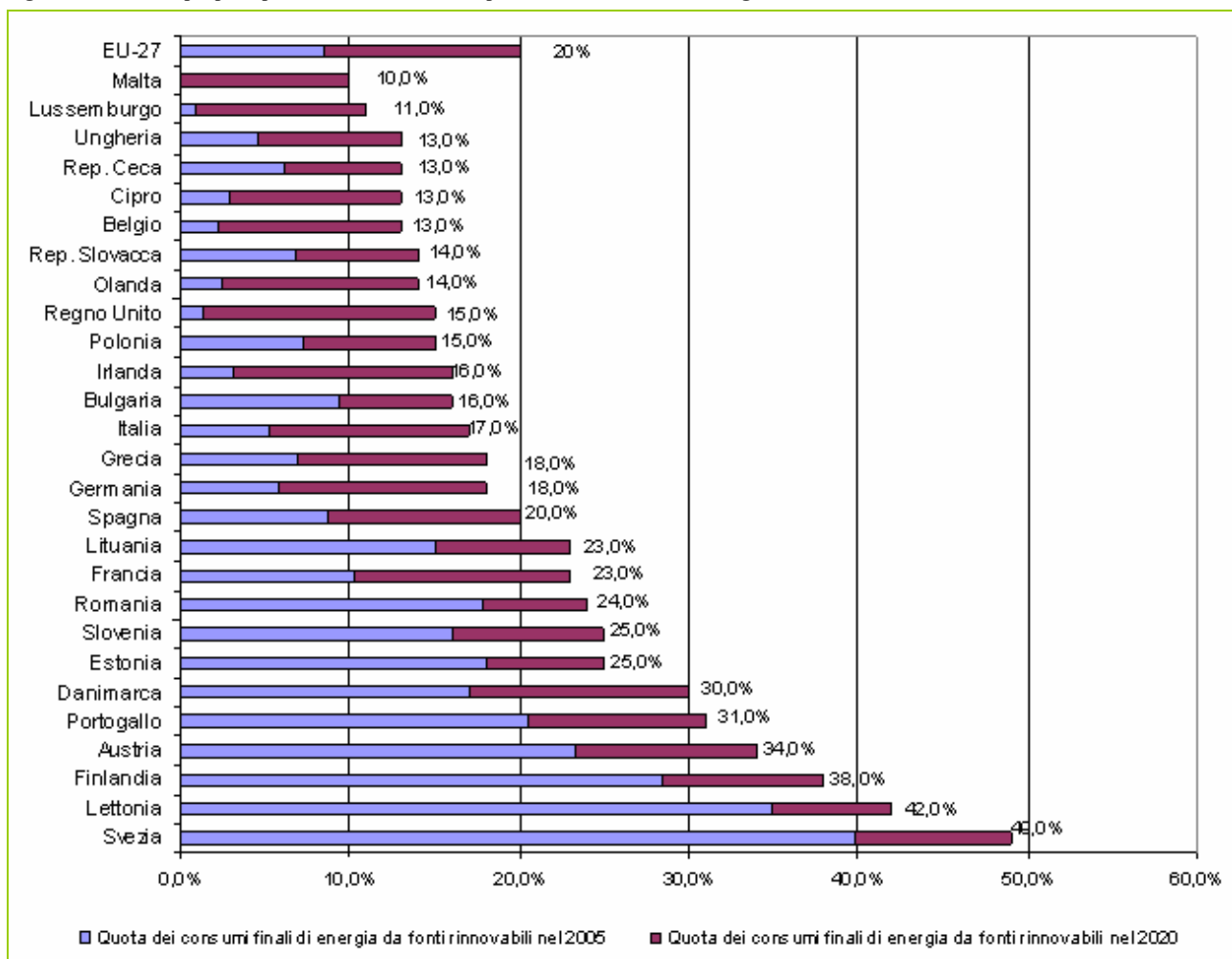
Fonte: Eurostat (2008)

Di seguito si affronterà la situazione europea circa le fonti rinnovabili individuando quelle destinate principalmente alla produzione di energia elettrica, quelle destinate alla produzione di solo calore e quelle destinate ai biocombustibili. Ovviamente le bioenergie sono ricomprese in ciascuna di queste tre categorie. A livello europeo, come pure in Italia, i dati a disposizione risultano essere molto più attendibili nel caso della produzione di energia elettrica o biocombustibili, in quanto soggetti al controllo da parte di enti ufficiali (per l'Italia si tratta dell'Agenzia delle Dogane, ex Ufficio Tecnico di Finanza - UTF). Risulta difficile avere invece dei dati ufficiali attendibili che descrivano la situazione esistente nel caso di fonti rinnovabili destinate alla produzione di solo calore.

In linea generale si può affermare che in Europa, nel 2006, le fonti rinnovabili hanno soddisfatto (secondo i metodi di calcolo IEA) il 6,5% della domanda di energia primaria, mentre ammonta all'8,5% secondo il metodo CE.). Nel 2006 si può osservare come il 68,5% dell'energia rinnovabile prodotta nell'UE27 viene fornita dalle biomasse (si veda tab. 1.6), e quasi il 23% dall'idroelettrico; tra le biomasse predomina la fonte lignocellulosica come il legno e gli scarti di lavorazione del legno, con uno share del 51,7% sul totale della produzione europea da rinnovabile (vedi appendice statistica, tab. 1.7), più del doppio rispetto l'idroelettrico. La produzione di energia primaria da biomasse nel 2006 è aumentata del 8% rispetto l'anno precedente; altre fonti rinnovabili che nell'UE27 hanno presentato tassi di sviluppo interessanti durante il 2006 sono il

solare, (+22,3%) e l'eolico (+16,3%). Gli obiettivi politici dell'UE puntano a promuovere le fonti rinnovabili fino a raggiungere un obiettivo intermedio del 12% entro il 2010 oppure il 20% della domanda finale di energia primaria entro il 2020. L'obiettivo posto dalla UE è in realtà la media di un panorama europeo molto variegato tra i 27 stati membri (fig. 1.20): adottando il metodo CE, nel 2005 si riscontra come ci siano paesi virtuosi in termini di quota della domanda finale di energia soddisfatta da fonte rinnovabile (in ordine decrescente: Svezia -40%-, Lettonia, Finlandia, Austria, Portogallo) e stati membri meno "green" (in ordine crescente: Malta, Lussemburgo, Regno Unito, Belgio).

Fig. 1.20 – Obiettivi proposti per le fonti rinnovabili in percentuale dei consumi energetici finali



Note: a)- l'obiettivo posto per l'UE27 è attualmente in vigore

b)- gli obiettivi per i singoli Stati membri sono stati proposti dalla Commissione Europea e devono essere rivisti e accettati da ciascuno di essi

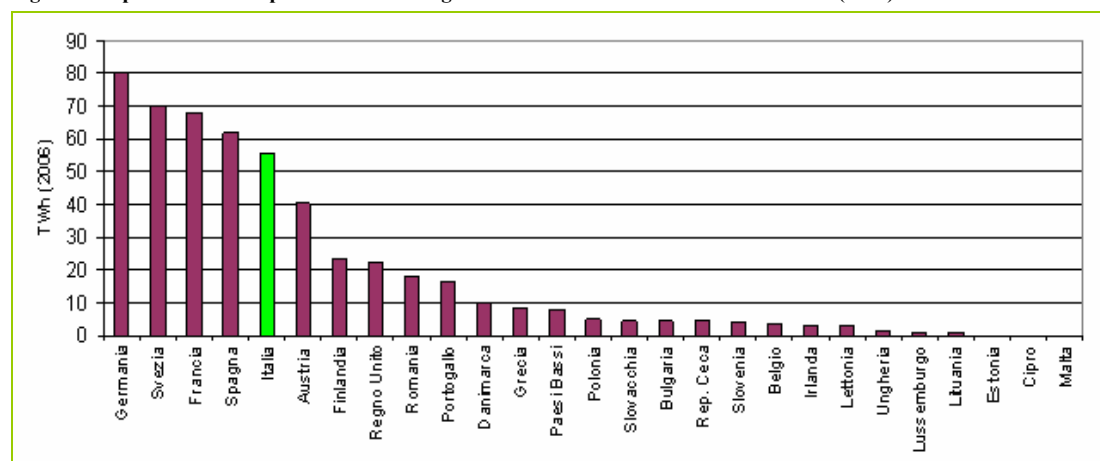
Fonte: COM(2008)19 Finale

Di seguito viene trattata l'analisi seguendo lo schema logico adottato in precedenza per l'analisi della situazione internazionale.

1.4.1 Energie rinnovabili destinate alla produzione di elettricità in Europa.

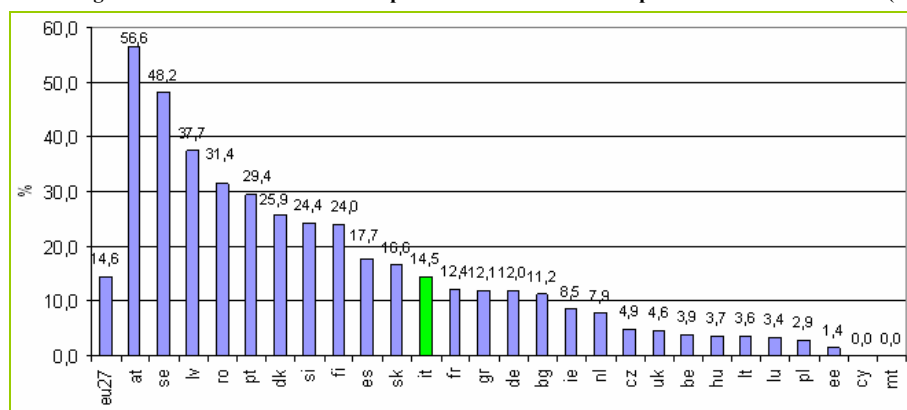
Nell'UE25 (2006) hanno rappresentato il 14,6% circa della produzione di energia elettrica, con un valore obiettivo del 21% da raggiungere entro il 2010. Nel 2006, gli stati membri leader nella produzione elettrica rinnovabile sono, in termini assoluti e in ordine decrescente, la Germania, la Svezia, la Francia, la Spagna e l'Italia (fig. 1.21). Nel 2006, gli Stati membri in cui le fonti rinnovabili hanno inciso maggiormente sulla produzione elettrica risultano essere l'Austria (56,6% circa), la Svezia (più del 48%), la Lettonia (più del 37%). In termini relativi l'Italia ha prodotto, nel 2006, solo il 15% circa della propria energia elettrica da fonte rinnovabile (fig. 1.22). Distinguendo la produzione UE di energia elettrica rinnovabile secondo l'origine, Observ'ER riporta che, nel 2006, il 54,6% deriva da fonte fossile, il 29,7% dal nucleare e il 15,2% da quella rinnovabile. Considerando la sola energia elettrica rinnovabile, il 64,7% è originata dall'idroelettrica, il 16,8% dalla biomassa e il 16,8% dall'eolico. Il restante 1,7% è costituito perlopiù da geotermia, da fotovoltaico e moto ondoso con quote irrisorie (vedi tab. 1.10).

Fig. 1.21- Ripartizione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'UE 27 (2006)



Fonte: Observ'ER – EDF (2007)

Fig. 1.22 - Elettricità generata da fonte rinnovabile in percentuale sul totale della produzione lorda elettrica (2006)



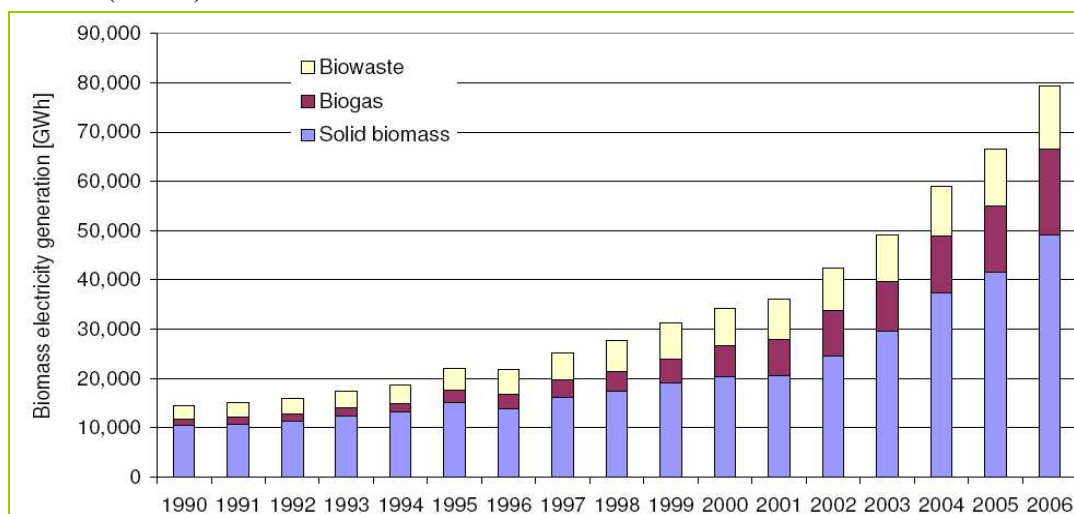
Fonte: Eurostat (2008)

Secondo il GSE la tecnologia rinnovabile che, in ambito europeo, risulta ormai matura e con scarso potenziale di crescita residuo è il grande idroelettrico (>10 MW), mentre le fonti con le migliori prospettive europee di crescita, come riportato da Observ'ER, sono quelle eoliche (passate da 44,4 TWh nel 2003 a 82,9 TWh nel 2005) e quelle da biomassa e rifiuti (nel 2006 si sono ottenuti 48,8 TWh da biomassa solida, 16,6 TWh da rifiuti e 17,8 TWh da biogas, per un totale di 78,2 TWh) (vedi tab. 1.10). Seguendo la stessa fonte (Observ'ER, 2007) è possibile un'analisi a livello europeo di maggior dettaglio, facendo notare che:

- a- nel periodo 1996-2006, i maggiori tassi di crescita medi annui si sono verificati, in Europa, per il solare (+44% medio annuo), l'eolico (+32% medio annuo) e le biomasse (+14,8% annuo);
- b- restringendo l'analisi al dato congiunturale (2005-2006), il tasso di crescita annuo è molto più marcato per il solare (+52,5%) e per le biomasse (+17,2%), mentre la crescita dell'eolico si ridimensiona (+18,9%).

Uno studio realizzato per conto della Commissione Europea, per un periodo di tempo analogo, pur utilizzando altre fonti, fornisce come risultato degli ordini di grandezza e degli incrementi medi annui sono del tutto simili. Considerando le sole bioenergie, si vede (fig. 1.23) come la principale biomassa per la generazione di elettricità nell'UE 27 sia stata quella solida, seguita dal biogas e dai residui di depurazione.

Fig. 1.23 - Andamento storico della generazione elettrica da biomassa solida (solid biomass), biogas e frazione organica dei rifiuti urbani (biowaste) nell' UE 27 – 1990-2006 -



Fonte: Progress Report (2008)

1.4.2 Energie rinnovabili destinate alla produzione di calore in Europa.

Come indicato dall'AEBIOM⁹, le fonti rinnovabili possono produrre solo calore, oppure produrre calore in abbinamento all'elettricità (cogenerazione) qualora alla combustione vengano associate alcune tecnologie (vapore, turbine a ciclo Rankine organico, motori Stirling) o a seguito di una preventiva gassificazione della biomassa stessa. In tabella 1.11 si nota come la generazione termica da fonti rinnovabili sia ottenuta soprattutto dalla biomassa (96%); come la crescita media annua dell'impiego termico della biomassa è stata modesta (+2% dal 1997 al 2005), sebbene continui a rimanere la principale fonte rinnovabile per la produzione di calore. Solamente 3 stati membri (Bulgaria, Repubblica Ceca e Repubblica Slovacca) hanno avuto un incremento nell'uso della biomassa ad uso termico superiore rispetto la media europea.

I tassi di crescita modesti registrati dalle fonti rinnovabili applicate alla produzione termica sono probabilmente causati dalla mancanza di un provvedimento legislativo specifico di indirizzo e incentivazione, al contrario di quanto avvenuto per l'energia elettrica e per i biocombustibili per i quali sono state emesse opportune direttive (rispettivamente nel 2001 e nel 2003).

Tab. 1.11 - Generazione di calore da fonti rinnovabili nell'UE-27 nel 1997 e 2005

	1997	2005	Crescita media
	[Mtep]	[Mtep]	annua '97-'05
Calore da biomassa	47,81	55,81	2%

⁹ European Biomass Statistics 2007

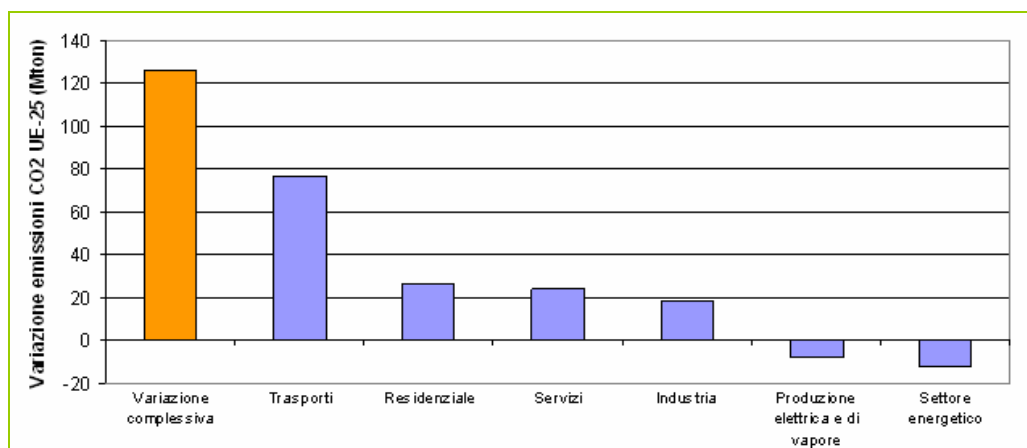
Solare termico	0,32	0,68	10%
Calore da geotermia, incl. pompe di calore	0,72	1,58	10%
Totale delle rinnovabili per la produzione di calore	48,86	58,07	2%

Fonte: Final Report – Progress (2008)

1.4.3 Energie rinnovabili destinate alla produzione di biocarburanti in Europa.

E' il settore per il quale le politiche europee pongono la maggior attenzione, in quanto il settore dei trasporti è quello che risente di una maggior dipendenza dal petrolio e nel quale le fonti rinnovabili risultano meno diffuse e sarà quello che contribuirà maggiormente all'incremento delle emissioni di gas serra nei prossimi anni (fig. 1.24).

Fig. 1.24 - Previsioni sul contributo dei diversi settori economici alla variazione delle emissioni di gas serra tra il 2005 e il 2020 – UE-25



Fonte: Commissione Europea (2007)¹⁰

La quota di energia fornita dalle fonti rinnovabili nel settore dei combustibili da trasporto è piuttosto basso rispetto le ambizioni della Commissione Europea: il rapporto intermedio sull'adozione dei biocombustibili ha dimostrato che, nel 2005, la % di incorporazione dei biocombustibili sul totale dei combustibili da trasporto, era circa dell'1% a fronte di un obiettivo europeo intermedio del 2% e un'obiettivo medio degli Stati Membri del 1,4%. Nel 2006 la quota di carburanti UE proveniente da biocombustibili è aumentata al 1,8%¹¹. La Commissione Europea prevede di arrivare nel 2010 ad un tasso di miscelazione del 4,2% nella migliore delle ipotesi, a fronte di un obiettivo dichiarato pari al 5,75%. Altre fonti¹² indicano per il 2010 che i

¹⁰ http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/07_biofuels_progress_report_en.pdf

¹¹ Progress – Final Report

¹² Progress – Final Report

biocombustibili copriranno il 2,6% del consumo di carburanti da trasporto e che circa il 30% di essi verrà importato al di fuori della UE. Il target previsto dalla Direttiva sui biocombustibili non sarà quindi probabilmente raggiunto. A questi mancati obiettivi si aggiungano le problematiche poste dall'efficienza energetica (ottenere più energia utile a parità di input energetico) e ambientale (riduzione di emissioni di gas serra) dei biocombustibili. Tali tematiche vengono affrontate in modo organico nella Proposta di Direttiva sulla Promozione delle Fonti Rinnovabili¹³, nella quale si propone di fissare una quota obbligatoria di biocombustibili sul consumo di carburanti di ogni singolo Stato Membro pari al 10%, con risparmi di emissioni di gas serra pari ad almeno il 35%, calcolate secondo i valori di default riportati nella stessa proposta di Direttiva; dalle tabelle si osserva come la Commissione Europea ritenga di conseguire bassi risparmi di emissione per alcune materie prime e alcune modalità di produzione del bioetanolo e biodiesel. Nonostante il peso relativo modesto e i dubbi sui vantaggi di tipo ambientale, la crescita media annua nel consumo dei biocombustibili nella UE è stata mediamente del 33% tra il 1997 e il 2006.

Si è visto in precedenza che nella UE si concentra il 75% della produzione mondiale di biodiesel e il 4% della produzione mondiale di bioetanolo (2006). Dati più aggiornati indicano che la produzione di biodiesel (tab. 1.12) nel 2007 è aumentata di quasi il 17% rispetto l'anno precedente, mentre i consumi dell'UE27 sono aumentati del 50%. Questo ha determinato una situazione di deficit a livello europeo nel corso del 2007, soddisfatta da importazioni extra-UE. Si sottolinea che le importazioni non sono determinate tanto dalla mancanza di capacità produttiva (185 impianti nell'UE25 secondo EBB), sottoutilizzati nel corso del 2007, quanto dalla maggior convenienza del biodiesel importato dagli Stati Uniti grazie ai sussidi governativi USA pari a 200 euro/ton. L'importazione del biodiesel statunitense è passata infatti da 80.000 ton del 2006 a più di 1.000.000 ton nel 2007. I primi tre produttori di biodiesel nella UE27 sono risultati essere la Germania (50,6%), la Francia (15,3%) e l'Italia (6,35%). I primi tre Stati Membri che consumano biodiesel sono invece la Germania (51,2%), Francia (20,1%) e Austria (6,4%). E' interessante notare come l'Italia consumi meno della metà del biodiesel prodotto al suo interno, risultando così un esportatore netto di biodiesel.

¹³ http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_directive_en.pdf

Tab 1.12 - Produzione e consumo di biodiesel - 2007

	Produzione [000 ton]*	Δ 07/06	Consumo [000 ton]	Δ 07/06	Surplus (deficit)
Germania	2890	8,6%	3.439	22,8%	-549
Francia	872	17,4%	1.350	118,4%	-478
Italia	363	-18,8%	162	-21,3%	201
Austria	267	117,1%	427	33,4%	-160
Portogallo	175	92,3%	185	172,5%	-10
Spagna	168	69,7%	303	314,2%	-135
Belgio	166	564,0%	106	nd	60
Regno Unito	150	-21,9%	315	110,7%	-165
Grecia	100	138,1%	94	16,2%	6
Danimarca	85	6,3%	0	-100,0%	85
Olanda	85	372,2%	nd	nd	nd
Polonia	80	-31,0%	18	-63,3%	62
Svezia	63	384,6%	116	94,1%	-53
Rep. Ceca	61	-43,0%	38	82,5%	23
Slovacchia	46	-43,9%	nd	nd	nd
Finlandia	39	nd	nd	nd	nd
Romania	36	260,0%	nd	nd	nd
Lituania	26	160,0%	0	-100,0%	26
Slovenia	11	0,0%	15	354,0%	-4
Lettonia	9	28,6%	0	nd	9
Bulgaria	9	125,0%	54	nd	-45
Ungheria	7	nd	0	nd	7
Irlanda	3	-25,0%	5	572,0%	-2
Malta	1	-50,0%	0	-100,0%	1
Cipro	1	0,0%	nd	nd	nd
Estonia	0	-100,0%	nd	nd	nd
Lussemburgo	ND	nd	nd	nd	nd
Totale UE27	5.713	16,8%	6.714	50,0%	-1.001

Fonte: Elaborazione Vicentini su dati EurObserv'ER (2008)

Per quanto riguarda il bioetanolo, l'Europa non risulta essere uno dei principali luoghi di produzione a livello mondiale, vuoi perchè non dispone di sottoprodotti idonei (come il Brasile) vuoi perchè non è stato particolarmente incentivato (come negli USA), vuoi perchè il parco macchine prevalente è basato su motori diesel. Tra le diverse fonti disponibili, probabilmente l'UEPA è da considerarsi più attendibile sui dati pubblicati (in quanto costituita nel 1959), rispetto all'EBIO (costituita nel 2005); sul fronte dei consumi di bioetanolo destinato a biocarburanti è meglio prediligere EurObserv'ER visto che spesso è usato dalla UE come fonte ufficiale. Nel 2007 sono state prodotte nella UE circa 1,5 milioni di tonnellate di bioetanolo, in aumento di oltre il 11% rispetto l'anno precedente (tab. 1.13). Tale aumento nella produzione europea è inferiore rispetto la crescita registrata nei due anni precedenti, principalmente a causa della

possibilità di importare bioetanolo a prezzi più competitivi (soprattutto dal Brasile, ma anche Sud Africa, Pakistan e Ucraina). I primi 3 produttori di bioetanolo nel corso del 2007 sono risultati essere la Francia (32,2%), la Germania (23,4%) e la Spagna (22,4%); l'Italia si trova al sesto posto in classifica, con una quota del 3,5% della produzione europea. La produzione risulta in calo di oltre il 50% rispetto al 2006. Secondo EBIO gli impianti di produzione di bioetanolo sono 38 in totale, sparsi in 16 Stati Membri. Sul fronte dei consumi l'UE27 ha assorbito oltre 1,8 milioni di tonnellate di bioetanolo nel corso del 2007, incrementando i consumi interni del 33% rispetto l'anno precedente. Tra gli Stati membri a maggior consumo europeo primeggiano Germania (25,1%), Francia (23,4% di share) e Svezia (15,6%). L'Italia risulta non aver consumato bioetanolo come biocarburante nel corso del 2007. Complessivamente l'UE 27 è risultata importatrice di bioetanolo nel corso del 2007, con un livello di importazioni pari a circa il 10% del consumo interno.

Tabella 1.13 - Produzione e consumo di bioetanolo per uso combustibile (2007)

	Produzione (ton) ¹				Consumo (ton) ²				Surplus (deficit) medio
	UEPA	Δ 07/06	EBIO	Δ 07/06	UEPA ¹	Δ 07/06	EurObserv'ER	Δ 07/06	
Spagna	306.400	-3%	278.400	-12%	178.000	1%	176.000	-2%	115.400
Germania	319.200	1%	315.200	-9%	464.000	0%	457.934	-5%	-143.767
Francia	440.000	88%	462.400	97%	424.000	80%	426.464	82%	25.968
Polonia	96.000	-8%	124.000	-4%	96.000	9%	133.125	62%	-4.563
Italia	48.000	-53%	48.000	-23%	0	nd	0	nd	48.000
Svezia	56.000	-3%	56.000	-50%	296.000	9%	283.827	11%	-233.913
Ungheria	7.200	-74%	24.000	-12%	14.400	-10%	14.344	-15%	1.228
Lituania	0	-100%	16.000	11%	14.160	39%	18.125	37%	-8.143
Rep. Ceca	20.000	47%	26.400	120%	400	-79%	281	-85%	22.859
Olanda	8.800	-27%	11.200	-7%	13.600	-58%	13.547	-58%	-3.573
Lettonia	0	-100%	14.400	50%	32	nd	2.716	nd	nd
Grecia	0	-100%	nd	nd	0	nd	0	nd	nd
Irlanda	1.600	100%	nd	nd	1.680	121%	3.675	261%	nd
Finlandia	25.600	nd	nd	nd	20.800	420%	nd	nd	nd
Austria	nd	nd	nd	nd	36.000	nd	34.192	nd	nd
Regno Unito	14.400	nd	16.000	nd	122.240	61%	121.922	62%	nd
Portogallo	nd	nd	nd	nd	nd	nd	0	nd	nd
Danimarca	nd	nd	nd	nd	nd	nd	9.414	nd	nd
Slovenia	nd	nd	nd	nd	nd	nd	1.241	nd	nd
Malta	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Lussemburgo	nd	nd	nd	nd	nd	nd	1.352	nd	nd
Belgio	nd	nd	nd	nd	nd	nd	0	nd	nd
Cipro	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Estonia	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd

Slovacchia	24.000	<i>nd</i>	24.000	<i>nd</i>	20.804	519%	20.722	<i>nd</i>	<i>nd</i>
Romania	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>
Bulgaria	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	103.375	<i>nd</i>	<i>nd</i>
Totale UE27	1.468.880	13%	1.523.060	11%	1.682.404	22%	1.822.255	33%	-180.503

Note:

¹ peso specifico 0,8 kg/l

² 1 ton = 0,64 TOE

Fonti: elaborazioni Vicentini su dati UEPA, EBIO, EurObserv'ER

Riassumendo, gli andamenti a livello europeo delle bioenergie secondo la modalità di utilizzo dimostrano che:

- a- le bioenergie più impiegate sono quelle destinate alla produzione di calore, anche se posseggono dinamiche di crescita relativamente contenute rispetto altre applicazioni in quanto mancano azioni politiche che prevedano degli obiettivi da raggiungere in termini di adozione
- b- le bioenergia destinate alla produzione di energia elettrica, escludendo il grande idroelettrico (maggiore di 10 MW), hanno i maggiori tassi di crescita, seguite dai biocombustibili, anche se, in valore assoluto, rappresentano rispettivamente per circa ¼ e 1/25 della biomassa destinata alla generazione termica.
- c- Il settore dei trasporti è quello in cui le fonti rinnovabili sono meno diffuse, soprattutto a causa di ragioni produttive (l'UE non è territorio vocato a produrre olio di palma o canna da zucchero), tecnologiche (si attendono i biocombustibili di 2° generazione) o politiche (il bioetanolo non è incentivato come negli USA).

2. QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO DEL SETTORE ENERGETICO

2.1 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

I TEE, chiamati anche “certificati bianchi”, sono stati istituiti con il Decreto Ministeriale 20/07/2004, al quale sono state introdotte delle modifiche con il D.M. 21/12/2007. Per poter capire cosa sono i TEE occorre risalire a quanto previsto dai due D.M., che riguardano “*l’incremento dell’efficienza energetica degli usi finali di energia (elettrica), il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili*”. Il D.M. 20/07/2004 è in realtà diviso in due parti, in quanto dedicato sia all’uso dell’energia elettrica che a quello del gas: per entrambi i settori vengono stabiliti degli obiettivi nazionali di riduzione dei consumi, aggiornati successivamente (in rialzo) dal D.M. 21/12/2007, come riportato nella tabella 2.1. Come si può notare il risparmio energetico è espresso in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio¹⁴. Questi obiettivi di risparmio energetico sono da conseguire da parte dei soggetti individuati come *obbligati* ad intraprendere iniziative tra quelle previste nell’allegato 1 del D.M. 20/07/2004: si tratta di tutti quei distributori, di energia elettrica o gas, che superano per numerosità una certa soglia di clienti finali (100.000 per il D.M. 20/07/04, poi ridotti a 50.000 con il D.M. 21/12/2007). Gli obiettivi nazionali vengono quindi ripartiti tra i diversi soggetti all’obbligo in relazione alla loro quota di mercato (in volume).

¹⁴ TEP: ha un potere calorifico inferiore pari a 41,860 GJ, ovvero di 4545,45 kWh nel caso dell’energia elettrica. Quindi la riduzione dei consumi di energia primaria va rapportata tra il PCI del combustibile risparmiato e il valore energetico del TEP

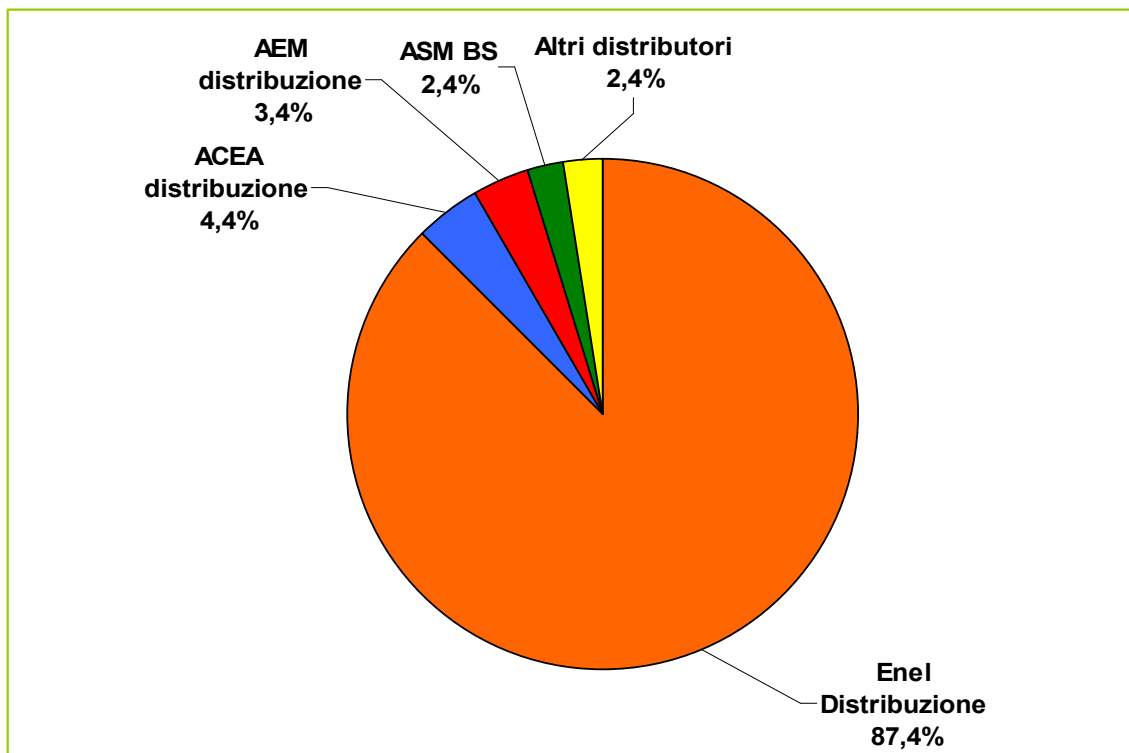
Tab. 2.1 – Obiettivi di risparmio energetico, aumento di efficienza energetica ed energia da FER in capo ai soggetti obbligati (dati in Mtep)

	Energia Elettrica		Gas		Totale	
	D.M. 20/07/04	D.M. 21/12/07	D.M. 20/07/04	D.M. 21/12/07	D.M. 20/07/04	D.M. 21/12/07
2005	0,1		0,1		0,2	0,0
2006	0,2		0,2		0,4	0,0
2007	0,4		0,4		0,8	0,0
2008	0,8	1,2	0,7	1,0	1,5	2,2
2009	1,6	1,8	0,3	1,4	1,9	3,2
2010		2,4		1,9	0,0	4,3
2011		3,0		2,2	0,0	5,2
2012		3,5		2,5	0,0	6,0

Fonte: GME

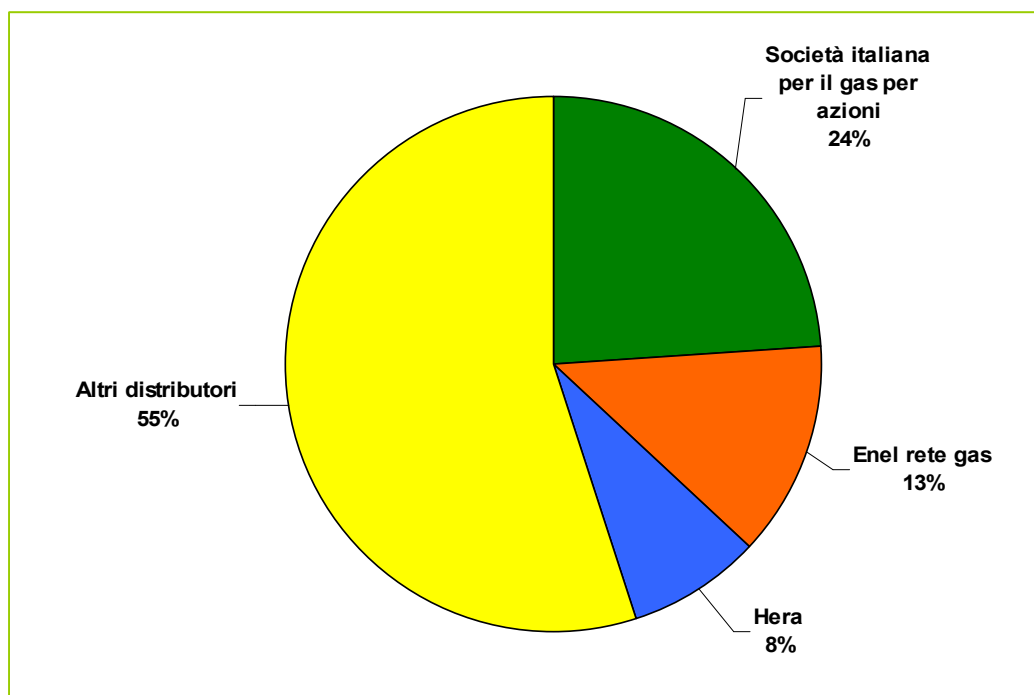
Nel 2007 i soggetti coinvolti in via obbligatoria nel meccanismo dei titoli di efficienza energetica sono stati 10 per quanto riguarda l'energia elettrica e 20 per il gas; con l'allargamento dei soggetti all'obbligo di risparmio energetico, le imprese coinvolte diventano 14 per il settore elettrico (di cui 11 con share inferiore al 2% ciascuno, fig. 2.1) e 61 per quello del gas (di cui 58 con share inferiore al 5% ciascuno, vedi fig. 2.2).

Fig. 2.1 – Ripartizione 2008 dei TEE di tipo I in capo ai distributori del settore elettrico



Fonte: AEEG

Fig. 2.2 – Ripartizione 2008 dei TEE di tipo II in capo ai distributori del settore gas



Fonte: AEEG

Occorre considerare che gli obiettivi indicati in tabella 2.1 non sono stati mai raggiunti nella realtà, secondo quanto previsto dal D.M. 20/07/2004, in quanto l'obiettivo nazionale veniva ripartito senza considerare le quote di mercato dei soggetti non obbligati (cioè coloro al di sotto di 100.000 clienti finali); con il D.M. 21/12/2007 si è fatto coincidere il totale delle ripartizioni dei soggetti obbligati con l'obiettivo nazionale prefissato. I soggetti obbligati all'efficienza energetica possono conseguire l'obiettivo attribuitogli dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) entro il 31 gennaio di ogni anno sostenendo i costi per conseguire un effettivo risparmio energetico, per i quali vengono emessi titoli di efficienza energetica dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) oppure acquistando sul mercato i titoli di efficienza energetica prodotti su base volontaria da altri soggetti, quali aziende controllate dalle stesse aziende obbligate oppure le compagnie di servizi energetici (Energy Service Company, E.S.CO.). Quindi i soggetti obbligati all'efficienza energetica possono scegliere tra due alternative: realizzare in proprio gli interventi dedicati all'aumento di efficienza energetica, potendo ottenere un rimborso tramite le componenti "trasporto" e "distribuzione" nelle bollette agli utenti per i costi sostenuti e non altrimenti coperti, oppure acquistare i titoli di efficienza energetica disponibili da parte di chi può conseguire risparmi energetici a

titolo volontario. Nel corso del 2007 si è verificato che i distributori soggetti all'obbligo percepivano di più dai rimborsi tariffari che dalla richiesta di assegnazione di titoli di efficienza energetica. Secondo alcune associazioni di categoria¹⁵ questo fattore ha indotto i distributori obbligati a privilegiare, nel corso del 2007, sistemi diversi dai titoli di efficienza energetica¹⁶. Qualora i soggetti all'obbligo di efficienza energetica non adempiano a quanto previsto per legge, essi verranno sanzionati e ripresi dalle autorità competenti. I progetti di efficienza energetica, in relazione al settore di appartenenza del distributore (elettrico o gas), sono elencati nell'allegato 1 del D.M. 20/07/04: per il settore elettrico sono previste 8 tipologie di intervento specifiche (più altre 5 di interventi vari), mentre per il settore del gas sono previste 4 tipologie di intervento specifico (più altre 11 di interventi vari). L'assegnazione dei TEE avviene da parte dell'AEEG a seguito della compilazione, da parte del proponente, di schede standard, oppure di un conteggio analitico o infine a consuntivo. Gli interventi di efficienza energetica autorizzati dall'AEEG per il 2008 sono riportati nella figura 2.3. Si nota come le principali azioni hanno riguardato, dalla data di introduzione dei meccanismi di efficienza energetica, il settore domestico (63%, es. illuminazione, sostituzione scaldacqua elettrici, fotovoltaico inferiore a 20 kW_p, ecc.) e quello sul riscaldamento dell'edilizia civile del terziario (21%, es. solare termico, isolamento termico degli edifici, caldaie e scaldacqua ad alta efficienza, ecc). Le bioenergie rientrano tra gli interventi utili al conseguimento dei titoli di efficienza energetica, sia per il settore elettrico (es. la sostituzione di scaldacqua elettrici) sia per il settore del gas (impianti alimentati a biomassa per la produzione di calore). I risparmi energetici derivanti dalle bioenergie vengono riconosciuti dall'AEEG con l'emissione di TEE di tipo III (vedi più avanti la definizione). Nonostante questa possibilità prevista per legge, sul sito dell'AEEG non è ancora prevista la scheda standard¹⁷ che permette di quantificare il risparmio energetico derivante dall'impiego delle bioenergie: questo è sintomo di una probabile lacuna legislative e di potenzialità non sfruttate da parte del settore agro-forestale, come vedremo più avanti.

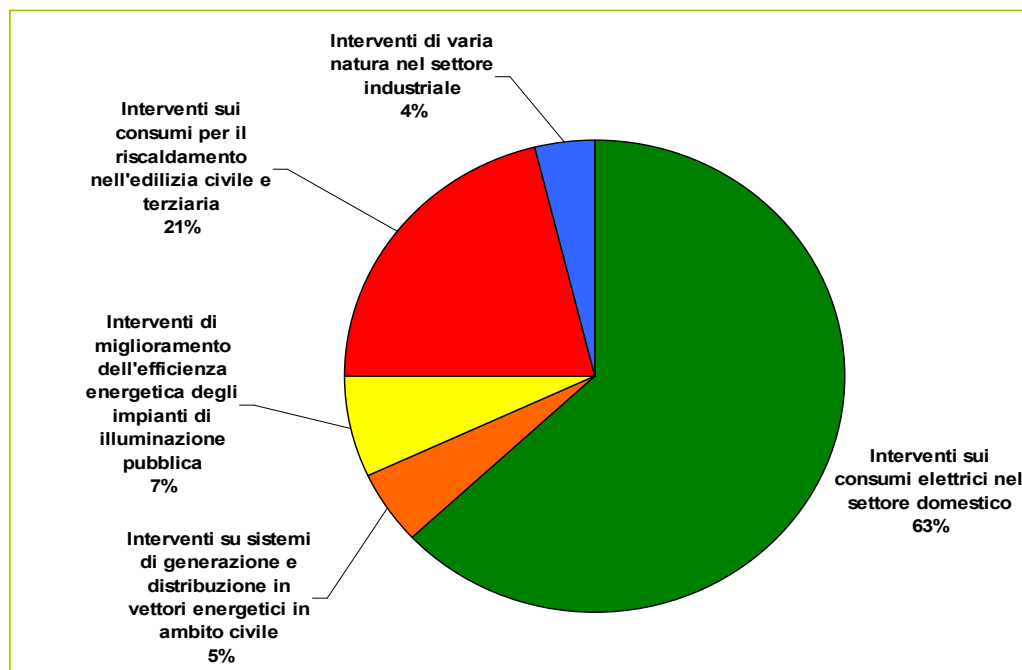
¹⁵ FIPER: Federazione Italiana Produttori Energia da Fonti Rinnovabili

¹⁶ http://www.fiper.it/htdocs/2007/CVeCB_Modifiche.pdf

¹⁷ <http://www.autorita.energia.it/ee/schede.htm>

I TEE corrispondono quindi al valore di 1 TEP. Essi vengono assegnati dall'AEEG, su richiesta della parte interessata, in base dei risparmi di energia primaria calcolati tramite schede standard.

Fig. 2.3 – Ripartizione dei risparmi di energia primaria e dei titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione a marzo 2008 (dati cumulativi dall'introduzione dei TEE)



Fonte: AEEG

I TEE vengono classificati in tre tipologie:

- TEE di tipo I: sono quelli relativi a riduzioni nel consumo di energia elettrica;
- TEE di tipo II: sono quelli relativi a riduzioni nel consumo di gas;
- TEE di tipo III: sono quelli relativi a riduzioni di consumo energetico diverse dall'elettricità e dal gas.

Una volta assegnati i TEE, essi possono essere commercializzati bilateralmente oppure tramite la piattaforma elettronica prevista dal GME. In totale nel corso del 2007 sono stati oggetto di transazione 486.311 TEE, dei quali il 46,5% è stato commercializzato attraverso il GME (fig. 2.4). Come si può vedere, la maggioranza dei TEE di tipo I viene commercializzata bilateralmente, mentre per quelli di tipo II vale l'opposto, con la maggior parte delle transazioni avvenute tramite il GME. Questo fenomeno è probabilmente dovuto alla maggior concentrazione dei soggetti all'obbligo nel mercato elettrico e alla maggior frammentazione di mercato dei soggetti all'obbligo nel settore

del gas: lo strumento offerto dal GME è quindi un valido strumento per ridurre i costi di transazione in mercati a minor concentrazione.

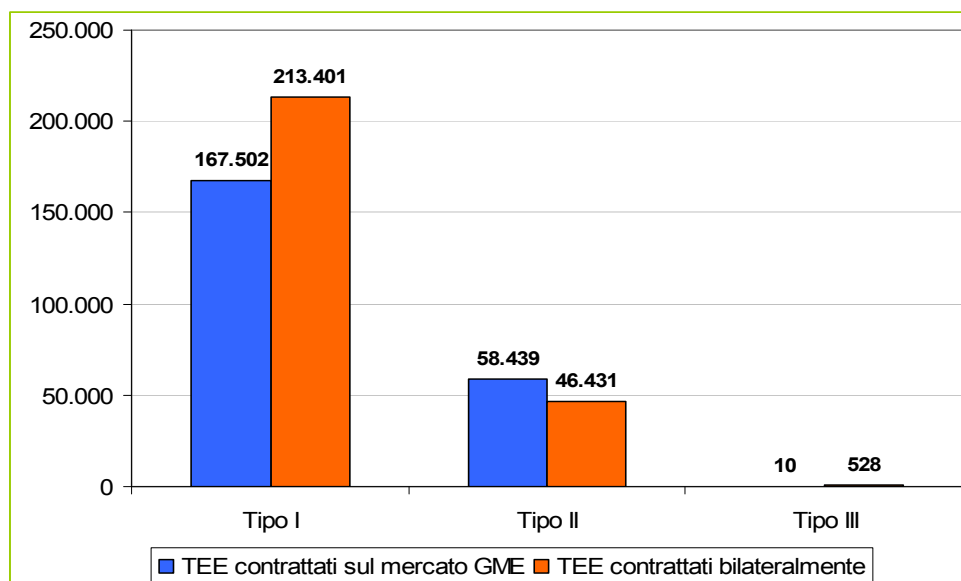
I risultati dell'attività 2007 del GME nel campo dei TEE sono sintetizzati in tabella 2.2.

I TEE di tipo II commercializzati attraverso il GME sono stati valutati in misura maggiore di quelli di tipo I, mentre quelli di tipo III hanno un mercato sostanzialmente inesistente.

I TEE di tipo I offerti sul mercato nel corso del 2007 erano molti di più di quelli richiesti dai soggetti sottoposti all'obbligo, motivo per cui essi hanno mostrato quotazioni piuttosto contenute.

Infatti nel corso del 2007 l'offerta di TEE riconosciuti dall'AEEG è ammontata ad volume totale di 702.626, ripartiti in 562.110 di tipo I, 120.665 di tipo II e 19.851 di tipo III.

Fig. 2.4 – TEE commercializzati sui due mercati (in numero)



Fonte: GME (2008)

Tab. 2.2 - I TEE scambiati nel corso del 2007 attraverso il GME

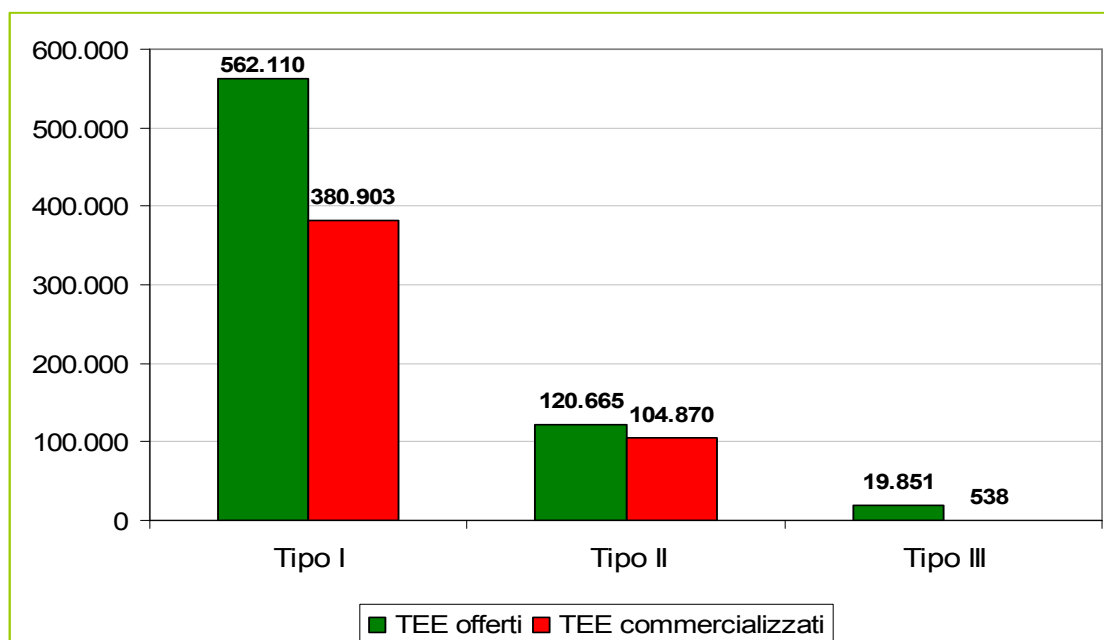
	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volume TEE scambiati (n.)	167.502	59.439	10
Controvalore (€)	5.968.764	4.933.025	50
Prezzo minimo (€/TEE)	27	75	5
Prezzo massimo (€/TEE)	55	92	5
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	35,63	84,41	5

Fonte: GME

Confrontando l'offerta di TEE con quelli commercializzati (fig. 2.5), si riscontra come l'offerta di TEE sia stata in generale superiore del 45% rispetto a quanto richiesto ai soggetti sottoposti all'obbligo e che tale eccesso si è verificato in misura maggiore per i TEE di tipo I (escludendo i TEE di tipo III), con un'offerta superiore del 30% rispetto a quanto effettivamente commercializzato. Questo è il motivo per cui i TEE di tipo I risultano avere prezzi inferiori rispetto quelli di tipo II.

I TEE di tipo III sono quelli assegnati dall'AEEG per interventi di risparmio energetico riconducibili alle bioenergie, come l'adozione di caldaie a biomasse. Uno dei motivi per cui essi non sono stati effettivamente commercializzati nel corso del 2007 risiede nella mancanza di rimborso tariffario da parte delle aziende distributrici obbligate, misura prevista invece per i TEE di tipo I e II; l'assenza della domanda ha quindi impedito lo scambio dei TEE di tipo III, nonostante esista una certa offerta disponibile. Con il D.Lgs 115 del 30 maggio 2008¹⁸ si è rimediato alla disparità di trattamento dei TEE di tipo III, equiparandoli a quelli di tipo II (risparmi di gas naturale). E' lecito quindi attendersi che in un prossimo futuro anche le iniziative legate alle bioenergie nell'efficienza energetica avranno un riconoscimento da parte del mercato dei TEE.

Fig. 2.5 – TEE offerti e commercializzati sul mercato (in numero)



Fonte: GME (2008)

¹⁸ <http://www.parlamento.it/leggi/deleghe/08115dl.htm>

La Direttiva 2006/32/CE, recepita con il D.Lgs 115/2008, ha stabilito per l'UE un obiettivo di un risparmio energetico pari al 9% dei consumi finali entro il 2016. Il documento "Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica 2007" presentato dal Governo italiano alla Commissione Europea a luglio 2007, considerando un valore di riferimento medio dei consumi finali 2001-2005 di 113 Mtep, prevede di conseguire risparmi energetici pari a 3 Mtep entro il 2010 (pari al 2,6%, contro i 4,3 Mtep previsti in tabella 2.1) e 10,9 Mtep entro il 2016, pari al 9,6% dei consumi totali considerati.

2.2 Le Energy Service Company (E.S.CO.)

Un paragrafo sulle compagnie di servizi energetici è la logica prosecuzione del paragrafo dedicato ai titoli di efficienza energetica. Come riportato precedentemente, le E.S.CO., acronimo dell'inglese Energy Service Company, sono entità giuridiche che, su base volontaria, conseguono obiettivi di risparmio energetico, i quali vengono ufficializzati a seguito di progetti presentati e convalidati dall'AEEG e per i quali vengono emessi i TEE. Secondo il D.Lgs. 115/2008 le E.S.CO. sono una *"persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario"*. Dal punto di vista giuridico le E.S.CO. possono fornire sia energia elettrica che calore; per essere una E.S.CO. è sufficiente prevedere nell'oggetto sociale l'attività di fornitura di servizi energia, ma è necessario essere E.S.CO per ottenere i certificati bianchi. Al contrario non è necessario essere una E.S.CO. per produrre energia elettrica, sia essa fonte fossile o fonte rinnovabile. Le E.S.CO. basano il proprio motivo di esistere in quanto propongono agli utenti (in ambienti civili o industriali) delle soluzioni energetiche economicamente vantaggiose per il cliente finale rispetto l'esistente e più efficienti dal punto di vista energetico. La logica di azione della E.S.CO. consiste nell'individuare situazioni di potenziale spreco energetico, proporre quindi delle alternative a quanto esistente, assumendosi il rischio imprenditoriale derivante dalle soluzioni adottate e trattenendosi quindi parte del risparmio economico conseguito; il vantaggio per l'utente risiede nell'ottenere uno sconto rispetto la fornitura energetica già in essere senza alcun tipo di rischio, che

rimane in capo alla E.S.CO. Ai sensi del D.Lgs 115/2008 *“il pagamento dei servizi forniti si basa, totalmente o parzialmente, sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti”*. La remunerazione delle E.S.CO., solitamente proporzionale ai risultati conseguiti, paga il servizio offerto per:

- a) fornitura integrata di beni e servizi (progettazione, autorizzazioni, impianti) e gestione di soluzioni energeticamente più efficienti e (es. unico fornitore di elettricità, gas e calore), regolate da contratti stipulati a priori;
- b) trovare un finanziatore esterno, al quale poter illustrare il proprio progetto e convincerlo circa la fondatezza dell'intervento: quindi l'investitore esterno condivide con l'utente finale il risparmio energetico sulla base delle garanzie prestazionali fornite dalla E.S.CO.

Al termine del contratto tra la E.S.CO. e l'utente, l'impianto può restare di proprietà dell'utente stesso; ma prima della scadenza del contratto tutto l'investimento è di proprietà esclusiva della E.S.CO.

Ad oggi le E.S.CO. hanno una collocazione ben precisa derivante dall'assetto legislativo dei titoli di efficienza energetica; per altre attività quali la produzione di energia elettrica rinnovabile o fossile, le competenze richieste non sono di esclusivo appannaggio delle E.S.CO. In alcuni casi l'attività delle E.S.CO. è addirittura ostacolabile, ai sensi di legge: è il caso delle forniture elettriche, dove l'unicità del punto di consegna (in vigore fino a poco tempo fa) imponeva che il produttore di energia elettrica fosse pure il titolare del punto di connessione alla rete. Nel caso di produzione elettrica da parte di una E.S.CO., questo significava dover lasciare la titolarità del punto di consegna all'utente presso il quale era prevista l'installazione (facendogli quindi accreditare i corrispettivi derivanti dalla produzione elettrica) oppure volturare il punto di connessione alla rete elettrica alla E.S.CO. (situazione di solito non gradita dall'utente). Con l'entrata in vigore del ritiro dedicato dell'energia elettrica, gli ostacoli all'attività delle E.S.CO. nel settore elettrico dovrebbero essere inferiori.

A settembre 2008 risultano attive in Italia 154 E.S.CO., di cui 12 localizzate nel Veneto; le provincie che presentano una maggior concentrazione di compagnie di servizi energetici sono Verona (4), Padova (3) e Vicenza (2); Belluno è l'unica provincia senza nemmeno una E.S.CO. attiva.

Dal punto di vista agro-forestale, potrebbe risultare un'opportunità interessante la realizzazione di E.S.CO. agricole che siano in grado di condurre gli impianti e fornire il combustibile necessario per il loro funzionamento. Queste attività risultano vantaggiose sia per l'opportunità derivante dall'assegnazione dei TEE sia per gli sgravi fiscali che agevolano l'installazione di caldaie a biomassa e quindi il consumo di prodotti della filiera legno-energia.

2.3 Il ritiro dedicato dell'energia elettrica

Il ritiro dedicato dell'energia elettrica è un sistema, istituito con delibere AEEG n. 280/07, che prevede che tutta l'energia elettrica prodotta da alcune tipologie di impianti (e non una quota parte) venga ceduta, su richiesta del produttore, a delle condizioni commerciali prestabilite con il Gestore dei Servizi Elettrici. Quindi in regime di ritiro dedicato il produttore di e.e. richiede la connessione al gestore di rete locale (es. Enel, A2A, ecc.), mentre l'acquirente effettivo dell'energia prodotta risulta essere il GSE. Gli impianti che possono accedere al ritiro dedicato sono sostanzialmente quelli da fonte rinnovabile (sino a 10 MVA di potenza nominale apparente per le fonti rinnovabili programmabili e senza limiti per quelle non programmabili – eolico, solare, idrico, geotermico, moto ondoso) e da fonte fossile (sino a 10 MVA). Inoltre, i titolari di impianti inferiori ad 1 MW e alimentati da fonti rinnovabili che optano per il ritiro dedicato hanno diritto di accedere al sistema dei prezzi minimi garantiti¹⁹. Il regime dei prezzi minimi garantiti, a causa dei recenti rialzi del costo del petrolio, può non risultare più conveniente per i produttori da fonte rinnovabile rispetto i prezzi di mercato dell'energia elettrica.

In sostanza il ritiro dedicato dell'energia elettrica è una tipologia contrattuale in cui si sceglie il GSE come cliente anziché altre figure come la Borsa Elettrica, il cliente finale idoneo o il cliente grossista. Precedentemente invece i rapporti commerciali erano gestiti dalla stessa entità che eseguiva la connessione alla rete elettrica, ovvero il gestore locale di rete.

¹⁹ consultabili al sito <http://www.gsel.it/ita/Ritirodedicato/Prezzi.asp>

Gli impianti alimentati a bioenergie potranno optare per il ritiro dedicato dell'energia elettrica nel caso in cui le condizioni commerciali previste da altre tipologie di clienti saranno meno vantaggiose di quelle previste dall'AEEG e implementate dal GSE, a patto che la produzione elettrica ottenuta venga ceduta in toto (ad eccezione degli impianti da fonte rinnovabile superiori a 10 MVA, i quali possono cedere al ritiro dedicato la propria produzione se in possesso della qualifica di autoproduttori – ovvero autoconsumano almeno il 70% della produzione elettrica realizzata).

E' da ricordare che il ritiro dedicato è specifico alle condizioni commerciali relative all'energia elettrica e resta svincolato dall'eventuale regime dei certificati verdi, che seguono un altro iter legislativo. Molto probabilmente, quando i decreti attuativi della Finanziaria 2008 introdurranno la tariffa unica incentivante per le fonti rinnovabili in alternativa alla remunerazione basata su energia elettrica + Certificati Verdi, allora il ritiro dedicato per le fonti rinnovabili coprirà sia il pagamento dell'energia elettrica che l'incentivo per le rinnovabili.

2.4 Le azioni del Piano di Sviluppo Rurale (PSR) della Regione Veneto

I primi bandi del PSR della Regione Veneto per la programmazione 2007-2013 sono stati resi operativi a partire da febbraio 2008 con termine al 14 luglio 2008. Ci si trova attualmente nella fase di valutazione delle domande ed è troppo presto per un'analisi congiunturale.

Nel settore delle bioenergie si può però delineare quali sono le misure di interesse che saranno oggetto di futura analisi. Si tratta essenzialmente di 2 misure attivate finora:

a) Misura 121: per quanto riguarda il settore delle bioenergie, le condizioni generali che permettono di accedere a tale misura consistono in due principi base:

- la connessione con l'attività agricola come previsto dall'art. 2135 del codice civile; questa clausola implica, in un certo modo, che oltre la metà della biomassa destinata alla produzione di bioenergie deve aver origine dalla superficie di riferimento aziendale o di filiera
- l'autoconsumo elettrico e/o termico per almeno il 50% della produzione energetica dell'impianto, certificata da un contatore elettrico o un tecnico abilitato

nel caso del calore. Questo significa che impianti sproporzionati rispetto al profilo energetico esistente per l'azienda agricola (es. 1 MW elettrico installato a biogas quando l'azienda agricola consuma 0,05 MW) non ricadranno nell'ambito di applicazione della misura 121.

Per tale misura la maggior parte dei finanziamenti previsti (40%) è destinato all' "adeguamento norme" (Direttiva Nitrati, sottomisura 121A), mentre per il settore delle bioenergie è possibile accedere ai finanziamenti attraverso le rimanenti sottomisure (121M, 121E, 121F, 121PIF, 121PGB);

b) Misura 311 azione 3: le attività previste da tale misura riguardano le attività svolte nel campo delle bioenergie da parte di imprenditori agricoli con criteri di connessione all'attività agricola come previsto dall'art. 2135 c.c. (come la misura 121), ma cambia il vincolo dimensionale dell'impianto destinato alla produzione energetica: per la misura 311 si possono installare impianti di potenza "utile" pari a massimo 1 Mw (elettrica nel caso di un cogeneratore, termica nel caso di una caldaia, di picco nel caso di un impianto fotovoltaico).

Per l'azione 3 sono stati messi a disposizione 3 milioni di euro, pari ad oltre il 28% dei fondi previsti per la presente misura

Per concludere si richiama l'attenzione ad una questione importante di raccordo tra le misure del PSR e i limiti dell'impianto di produzione elettrica oggetto di incentivazione per le fonti rinnovabile (Certificati Verdi o Tariffa Unica incentivante.). La legge 222/2007 prevede la possibilità di cumulare gli incentivi PSR con gli incentivi previsti per le fonti rinnovabili qualora ricorrano contemporaneamente due condizioni:

- 1) biomassa e biogas derivano da prodotti agricoli, forestali o di allevamento o loro sottoprodotti
- 2) la produzione rispetti un vincolo contrattuale (contratti quadro, intese di filiera) o geografico (biomassa originata entro i 70 km di distanza dall'impianto)

In presenza dei requisiti previsti dalla legge 222/2007, è possibile accedere ad un contributo in c/capitale e in c/interessi non eccedente il 40% del costo dell'investimento. E' ovvio che le misure previste per il PSR possono coprire investimenti non relativi alla mera produzione elettrica, mentre le tariffe incentivanti/Certificati Verdi si ottengono a seguito della produzione di elettricità. La questione da chiarire è quindi definire limite dell'impianto di produzione elettrica (soggetto al limite di cumulabilità del 40%) e

quanto invece non ricompreso in esso (e quindi senza limite di cumulabilità). La questione si pone in particolar modo per gli impianti di gassificazione o biogas, in cui buona parte degli investimenti serve per trasformare la biomassa grezza in biocombustibile gassoso e non per produrre energia elettrica.

2.5 I contributi europei per le colture energetiche

Nel 2004 l'UE ha introdotto un incentivo per le colture energetiche di 45 euro/ha su una superficie massima ammissibile di 2 milioni di ettari; automaticamente il tetto di spesa destinato alle colture energetiche ammonta a 90 milioni di euro/anno (tab. 2.3). Nel 2007 si è verificato per la prima volta lo sfioramento della superficie di riferimento, per cause diverse (es. aumento dei prezzi mondiali degli oli vegetali, annessione nuovi stati membri), motivo per il quale si è assistito ad una riduzione proporzionale dell'incentivo per le colture energetiche per rispettare il tetto di spesa previsto. In conseguenza di ciò il contributo relativo all'anno 2007 si è ridotto a poco più di 32 euro/ha, con una riduzione di oltre il 28% di quanto previsto. Nella comunicazione della Commissione Europea COM(2008) 306 è stato proposto di abolire l'aiuto alle colture energetiche insieme al set-aside obbligatorio, escludendo quindi le colture energetiche dalla Politica Agricola Comune in quanto oggetto di attenzione da parte di altre politiche comunitarie, che vanno oltre il singolo settore primario. Nel corso del Consiglio dei ministri agricoli del 20 novembre 2008 è stato raggiunto l'accordo in tale senso, che dovrà ora essere tradotto e formalizzato negli opportuni testi giuridici.

Tab. 2.3 – Superficie arabile destinata a colture energetiche nell'Unione Europea (dati in milioni di ha)

	2003	2004	2005	2006	2007
Totale area set aside con impieghi no food	0,9	0,5	0,9	1	1
Totale area con incentivo per colture energetiche		0,3	0,6	1,3	2,8
Area senza supporto	0,3	0,8	1,6	1,4	0,2
Totale area destinata a colture energetiche	1,2	1,6	3,1	3,7	4

Fonte: Unione Europea

3. I CERTIFICATI VERDI

3.1 Premessa

Nel panorama energetico italiano si associa spesso l'idea di energia da fonte rinnovabile alla produzione di energia elettrica. Questo a causa dei Certificati Verdi (CV), una delle forme di incentivazione dell'energia da fonte rinnovabile più conosciute in Italia, accessibile a chiunque voglia cimentarsi nella produzione di energia elettrica rinnovabile e, ultimo ma non meno importante, per la quale esistono delle statistiche precise, attendibili e relativamente aggiornate. In realtà, nel corso dei precedenti capitoli si è documentato che le fonti rinnovabili, oltre a produrre energia elettrica, sono impiegate anche per produrre solamente calore o biocombustibili da trasporto. In questo capitolo si chiarirà che, tra gli impianti elettrici italiani alimentati con fonte rinnovabile, non tutti sono riconosciuti come IAFR (e quindi non percepiscono CV, in quanto manca la qualifica di Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili) e non tutti godono delle incentivazioni previste per le fonti rinnovabili. Come si nota in tabella 3.1, solo il 28,4% dell'energia rinnovabile prodotta nel 2006 è stato oggetto di incentivazione.

Tab. 3.1 – Quota della produzione incentivata sul totale della produzione rinnovabile (anno 2006)

	Fonte (GWh)						Totale
	Idraulica	Geotermica	Biomasse	Eolica	Biogas	Solare	
a Energia rinnovabile lorda totale	36.994	5.527	5.408	2.971	1.336	35	52.275
b Energia rinnovabile lorda al netto idro > 10 MW	7.875	5.527	5.408	2.971	1.336	35	23.156
c Energia rinnovabile incentivata	3.444	2.299	4.814	2.971	1.336	1	14.867
d di cui energia con CV	2.123	845	447	1.745	439	1	5.602
e di cui energia CIP 6	1.321	1.454	4.367	1.226	897	0	9.265
Incidenza energia incentivata sul totale [c/a]	9,3%	41,6%	89,0%	100,0%	100,0%	2,9%	28,4%

Incidenza energia incentivata su "nuove" rinnovabili [c/b]	43,7%	41,6%	89,0%	100,0%	100,0%	2,9%	64,2%
Incidenza energia con CV (c/a)	5,7%	15,3%	8,3%	58,7%	32,9%	2,9%	10,7%
Incidenza energia con CIP 6 (d/a)	3,6%	26,3%	80,8%	41,3%	67,1%	0,0%	17,7%

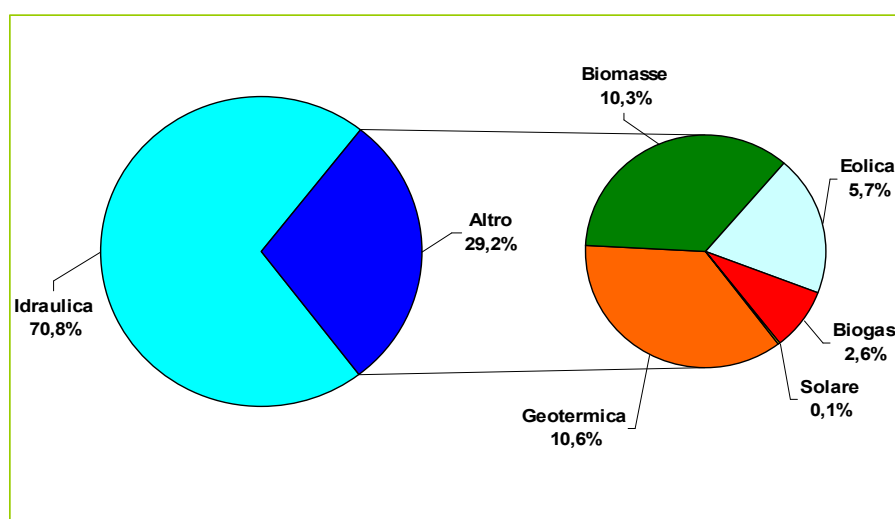
Fonte: nostra elaborazione su dati GSE

Esiste infatti una distinzione tra fonti elettriche rinnovabili *totali*, in cui prevale la fonte idraulica di grandi dimensioni (vedi fig. 3.1), e l'elettricità da "nuove" fonti rinnovabili, ovvero quelle in cui si esclude il grande idroelettrico e che stanno catturando l'attenzione del settore (fig. 3.2) in quanto incentivate.

Scorrendo i dati della tabella 3.1 si può notare che:

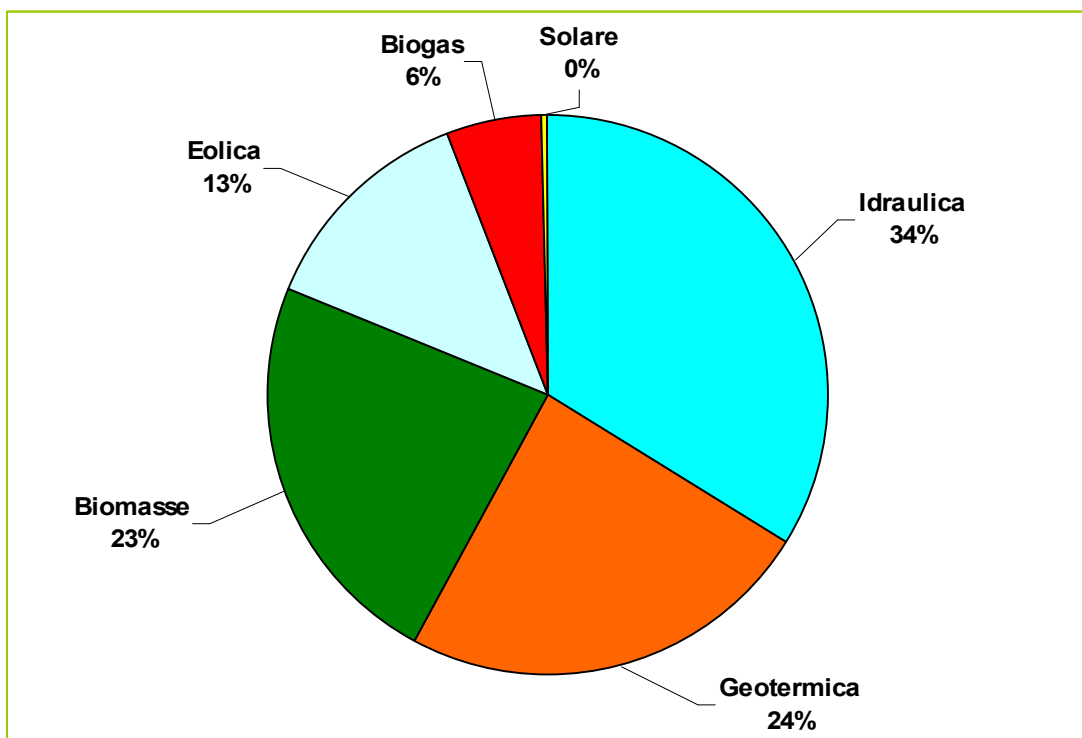
- l'energia idroelettrica si è diffusa in assenza di incentivi, mentre l'energia elettrica da biomasse, biogas e/o eolica sono per lo più incentivate (fig. 3.3);
- considerando l'elettricità da "nuove rinnovabili" (cioè escludendo il grande idroelettrico), circa 2/3 della produzione è incentivata, soprattutto quella derivante da fonte idraulica, biomasse, biogas e geotermico; ciò indica che esiste circa 1/3 della "nuova" produzione elettrica rinnovabile che non gode attualmente di incentivi (Certificati verdi o CIP 6);
- tra le fonti rinnovabili incentivate, nel 2006 ha prevalso la produzione CIP 6, circa 1,5 volte maggiore di quella derivante dai Certificati verdi.

Fig. 3.1 – Ripartizione della produzione elettrica lorda rinnovabile per fonte



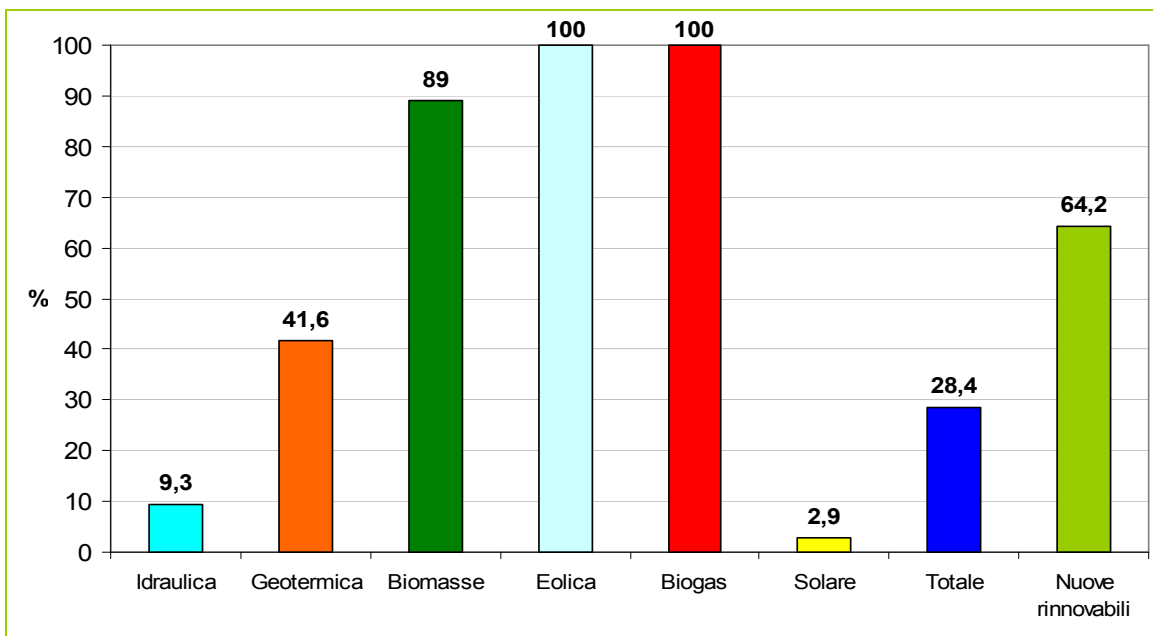
Fonte: ns elaborazione su dati GSE

Fig. 3.2 – Ripartizione della produzione elettrica lorda delle “nuove” rinnovabili per fonte



Fonte: ns elaborazione su dati GSE

Fig. 3.3 – Peso della quota incentivata sull’energia lorda rinnovabile prodotta per fonte



Fonte: ns elaborazione su dati GSE

Passando ad una valutazione in valore, secondo Greenpeace²⁰ ammonta a circa 5,3 miliardi di euro il sostegno economico dato alle fonti rinnovabili e assimilate nel corso del 2007; di questo totale circa l'82,4% è destinato alle fonti assimilate e ai rifiuti, mentre il restante è suddiviso tra incentivi CIP 6 (15,96%), CV (1,2%) e solare (0,5%). Si avrà modo di approfondire, nel corso del capitolo, la bontà di tali valutazioni.

Prima di procedere ad una trattazione esaustiva relativa ai CV, si vuole qui sottolineare che i CV non sono una "invenzione" italiana, ma la loro istituzione in Italia è conseguente al recepimento della Direttiva 96/92/CE tramite il D. Lgs. 79/99 (Decreto Bersani relativo alla liberalizzazione del settore elettrico). Si vuole qui sottolineare l'importanza attribuita, da un punto di vista politico italiano, al settore energetico: la velocità con cui è stata recepita la direttiva europea (3 anni) rispetto ad altri argomenti cari al settore agricolo, come ad esempio la Direttiva Nitrati (Direttiva 91/676/CE, recepita 8 anni dopo dal D. Lgs. 152/99 e implementata, di fatto, a partire dal 2007).

La trattazione sui CV considererà dapprincipio le forme originarie di incentivazione dell'energia elettrica rinnovabile, ovvero i cosiddetti impianti CIP 6, tutt'oggi ancora attivi, per poi descrivere cosa si intende per CV e il loro meccanismo di assegnazione e terminare infine con l'analisi della domanda, dell'offerta e dei mercati dei CV.

3.2 I precursori dei certificati verdi: gli impianti CIP 6

L'incentivazione all'energia elettrica (e.e.) prodotta da fonte rinnovabile è stata istituita con la legge n. 9 del 9 gennaio 1991, di portata più generale che aveva come obiettivo quello di ovviare alla carenza di generazione elettrica favorendo l'entrata sul mercato di produttori terzi diversi da ENEL. La legge 9/91 prevedeva un regime di tutela in cui la produzione degli impianti aventi diritto (tra cui quelli alimentati con fonti rinnovabili, oltre alle fonti assimilate), veniva ritirata dall'ENEL ad un prezzo stabilito dalla Comitato Interministeriale Prezzi (CIP). Il CIP, con il provvedimento n. 6 del 29 aprile 1992, ha così calcolato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte rinnovabile e assimilata, considerando i principi del "costo

²⁰ http://www.fiper.it/uploads/media/incentivi_fonti_rinnovabili_2007.pdf

evitato” di combustibile e il maggior costo sostenuto per l’impiego di fonti rinnovabili; gli impianti riconosciuti (entrati in funzione dopo il 30 gennaio 1991) beneficiavano di questo trattamento di riguardo per 8 anni e da allora furono identificati come “impianti CIP6” o, riferendosi alla loro produzione, “energia CIP6”.

Dal 1998 l’attività di indicazione dei prezzi relativi all’energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e assimilata viene trasferita all’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG), istituita con la legge 481/95. L’AEEG ha stabilito quindi i prezzi e gli incentivi ex CIP6 con le seguenti delibere:

- delibera 108/97; in cui si stabilisce il prezzo di ritiro, da parte dell’ENEL, delle eccedenze elettriche;
- delibere 82/99 e 62/02, in cui si stabilisce il prezzo dell’e.e. prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente al di sotto di 3 MW potenza;
- delibera 81/99, in cui si stabilisce il prezzo dell’energia elettrica ottenuta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate entrati in esercizio dopo il 1/1/1997.

Con tali provvedimenti l’AEEG imponeva la condotta commerciale all’Enel, l’unico acquirente possibile di energia elettrica, a parte i consumi di energia interni al produttore stesso, che, di fatto, era il monopolista dell’energia elettrica in Italia.

Con l’implementazione di quanto previsto dal D. Lgs. 79/99, viene istituito il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), che è diventato quindi il responsabile, al posto di ENEL, per l’acquisto di energia elettrica prodotta da impianti terzi, compresa quella prodotta dagli impianti CIP6.

Gli impianti CIP6 attivi a fine 2007 risultavano essere 374 (tab. 3.2), di cui l’88% circa da fonti rinnovabili, con una potenza contrattuale di 7.641 MW, di cui il 31% circa da fonti rinnovabili.

Tab. 3.2 Potenza contrattuale CIP6 e numero delle convenzioni valide al 31 dicembre 2006 e 2007 per tipologia di fonte

	31 dicembre 2006		31 dicembre 2007	
	Potenza contrattuale (MW)	Convenzioni (n.)	Potenza contrattuale (MW)	Convenzioni (n.)
Fonti assimilate	5.443	57	5.278	46
Fonti rinnovabili	2.785	391	2.363	328
Totale	8.228	448	7.641	374

Fonte: GSE (2008)

La tab. 3.3 riporta invece i volumi di energia elettrica CIP6 acquistati dal GSE dalla sua istituzione: si nota come dal 2004 sia in atto una diminuzione dell'energia sotto contratto CIP6. Nel 2007 l'energia elettrica CIP6 è prodotta per la maggior parte da fonti assimilate (82% circa), mentre solo il 18% circa proviene da fonti rinnovabili, soprattutto biomasse, biogas e rifiuti, unica categoria che è andata incrementandosi nel corso di tutto il periodo considerato al ritmo medio annuo del 20% circa, pur segnando un rallentamento degli incrementi a partire dal 2004.

Tab. 3.3 – Acquisto di energia elettrica ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di impianto (GWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.765	17.936	17.252	18.317	17.138	17.428	17.161
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	24.210	24.366	24.434	25.025	24.182	22.262	21.173
Totale fonti assimilate	40.975	42.302	41.686	43.342	41.320	39.690	38.334
<i>Quota fonti assimilate</i>	<i>76,60%</i>	<i>78,30%</i>	<i>77,30%</i>	<i>76,50%</i>	<i>80,60%</i>	<i>80,95%</i>	<i>82,3%</i>
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	3.184	1.614	1.523	1.468	1.196	1.085	594
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	3.601	4.001	2.929	3.533	350	360	422
Impianti geotermici	1.781	1.849	2.578	2.012	1.843	1.454	1.237
Impianti eolici	1.100	1.271	1.274	1.407	1.201	1.117	983
Solare	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	2.149	2.767	3.723	4.694	5.152	5.255	4.994
Impianti idroelettrici potenziati	735	205	199	234	200	70	13
Totale fonti rinnovabili	12.550	11.707	12.226	13.348	9.943	9.340	8.243
<i>Quota fonti rinnovabili</i>	<i>23,40%</i>	<i>21,70%</i>	<i>22,70%</i>	<i>23,50%</i>	<i>19,40%</i>	<i>19,50%</i>	<i>17,7</i>
Totale acquisto energia elettrica ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99	53.525	54.009	53.912	56.690	51.262	49.030	46.577

Fonte: GSE (2008)

L'energia CIP6 è stata remunerata dal GSE ai prezzi riportati in tab. 3.4. Si osserva che l'aumento dei prezzi di cessione è stato maggiore, al passare degli anni, per le fonti rinnovabili (+83,2%) rispetto quelle assimilate (+15,5%)

L'energia CIP6 ritirata dal GSE viene ceduta in parte al mercato libero (costituito da grandi utilizzatori individuati come “grossisti” e “clienti idonei”), in parte all'Acquirente Unico (rivolto agli ex clienti vincolati, cioè le piccole utenze); mercato libero e vincolato hanno assorbito rispettivamente il 65 e il 35% dell'energia CIP6 ritirata dal GSE nel 2007. Il costo sostenuto dal GSE per l'acquisto dell'energia CIP6 viene coperto con i ricavi ottenuti dalla vendita di energia (ottenuti con un prezzo pari a

64 €/MWh nel 2007) e con i CV spettanti agli impianti CIP6 entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999. La spesa residua viene classificata come “onere di sistema”, quantificato dall'AEEG e pagata dal consumatore finale come “componente tariffaria A3”. Nella tabella si vede come sia proprio il gettito derivante dalla componente tariffaria A3 la principale voce di ricavo per il GSE per compensare gli acquisti dell'energia CIP6.

Tab. 3.4 – Costi per acquisto di energia ex art.3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di fonte

	2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh
Fonti assimilate	3.468	84,64	3.380	79,89	3.429	82,26	3.696	85,27	4.044	97,87	4.428	111,55	3.747	97,74
di cui vendita di elettricità	2.298	56,09	2.124	50,21	2.301	55,21	2.202	50,8	2.165	49,95	2.200	55,4	2.330	60,77
di cui vendita CV	0	0	0	0	152	3,64	125	2,89	82	1,89	3	0,1	0	0
esigenza Gettito A3	1.170	28,55	1.256	29,68	976	23,41	1.369	31,58	1.797	46,03	2.224	56	1.417	36,97
Fonti rinnovabili	1.232	98,16	1.289	110,13	1.538	125,75	1.740	130,3	1.722	173,15	1.771	189,66	1.483	179,89
di cui vendita di elettricità	704	56,09	588	50,21	675	55,21	678	50,8	395	49,95	518	55,4	501	60,77
di cui vendita CV	0	0	0	0	45	3,64	39	2,89	15	1,89	1	0,1	0	0
esigenza Gettito A3	528	42,07	701	59,92	818	66,9	1.023	76,61	1.312	121,31	1.253	134,2	982	119
Totale	4.700	87,81	4.669	86,45	4.698	92,12	5.436	95,88	5.766	112,47	6.199	126,43	5.230	112,28
di cui vendita di elettricità	3.002	56,09	2.712	50,21	2.976	55,21	2.880	50,8	2.560	49,95	2.718	55,4	230	112,28
di cui vendita CV	0	0	0	0	197	3,64	164	2,89	97	1,89	3	0,1	2.831	60,77
esigenza Gettito A3	1.698	31,72	1.957	36,24	1.794	33,28	2.392	42,19	3.109	60,63	3.477	70,9	2.399	51,51

Fonte: GSE (2008)

Nel 2007 la produzione CIP6 (in GWh) è localizzata soprattutto (tab 3.5):

- per impianti alimentati da fonti assimilate, in Toscana (14,8%), Sicilia (13,2%), Veneto (11,4%), Sardegna (11,5%) e Puglia (10,3%);
- per impianti alimentati da fonti rinnovabili, in Lombardia (23,4%), Toscana (17,9%), Puglia (9,4%), Calabria (8,5%) ed Emilia Romagna (7,5%). Il Veneto copre una quota di appena il 2,6% del totale nazionale.

Tab. 3.5 – Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per regione e tipologia di fonte nel 2007

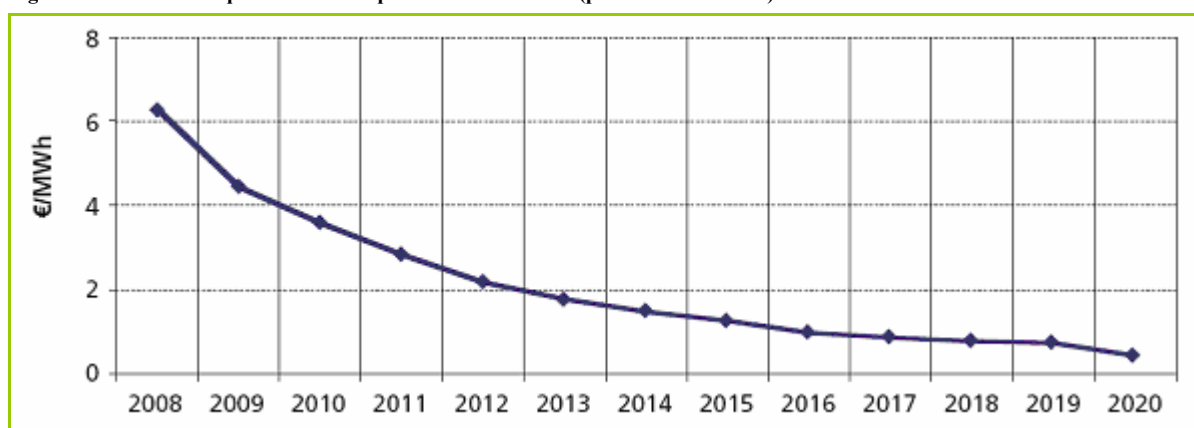
Regione	Fonti assimilate		Fonti rinnovabili	
	GWh	%	GWh	%
Piemonte	896,7	2,3	447,7	5,4
Valle D'Aosta	-	-	87,5	1,1
Liguria	136,9	0,4	19,1	0,2
Lombardia	1.549,8	4,0	1.926,1	23,4
Trentino Alto Adige	-	-	156,7	1,9
Veneto	4.378,8	11,4	214,5	2,6
Friuli	1.135,9	3	133,3	1,6
Emilia Romagna	1.889,0	4,9	615,9	7,5

Toscana	5.660,7	14,8	1.474,2	17,9
Marche	3.254,1	8,5	31,9	0,4
Umbria	307,6	0,8	120,4	1,5
Lazio	650,4	1,7	300,8	3,6
Abruzzo	2.089,5	5,5	232,4	2,8
Molise	666,9	1,7	126,0	1,5
Campania	1.642,5	4,3	468,4	5,7
Puglia	3.936,6	10,3	772,3	9,4
Basilicata	663,8	1,7	167,8	2,0
Calabria	-	-	703,2	8,5
Sicilia	5.056,8	13,2	55,5	0,7
Sardegna	4.417,8	11,5	189,5	2,3
Italia	38.333,8	100,0	8.243,1	100,0

Fonte: GSE (2008)

Come illustrato in precedenza, gli impianti CIP6 hanno delle convenzioni di ritiro dell'elettricità a condizioni agevolate che durano solitamente 8 anni (tranne qualche caso). Le prospettive di produzione dell'energia CIP6 sono in ridimensionamento: il 60% delle convenzioni CIP6 in vigore al 2007 scadranno nel 2010, mentre le ultime scadranno nel 2020. In base a queste considerazioni anche la componente tariffaria A3 è prevista diminuire (nello scenario base, in cui parte da un volume di consumo elettrico finale di 306 TWh, con un tasso di incremento del 2% annuo), passando da 6,3 €/MWh nel 2007 a una previsione di 3,6 €/MWh nel 2010, 1,3 €/MWh nel 2015 e infine 0,4 €/MWh nel 2020 (fig 3.4).

Fig. 3.4 – Proiezione aliquota media componente tariffaria A3 (periodo 2008 – 2020)



Fonte: GSE (2008)

3.3 L'introduzione dei certificati verdi e la loro evoluzione normativa

Nei paragrafi precedenti si è analizzata la situazione relativa all'energia elettrica da fonte rinnovabile prima all'introduzione dei CV. E' il cosiddetto Decreto Bersani (D. Lgs. 79/99) a fare da spartiacque anche nel campo dell'e.e. rinnovabile contribuendo in modo decisivo alla liberalizzazione del sistema elettrico italiano, con l'introduzione dell' *“obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota (di e.e.) prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o riportanzati... in data successiva all'entrata in vigore del decreto”* (1 aprile 1999). Inizialmente il Decreto Bersani prevedeva una percentuale di introduzione obbligatoria del 2% dell'energia elettrica prodotta o importata da fonte convenzionale (al netto di alcune decurtazioni che si vedranno in seguito), innalzata poi annualmente dello 0,35% a partire dal 2004 (come previsto dal D. Lgs. 387/03) fino al 2006 e, attualmente, incrementata ulteriormente allo 0,75% annuo nel periodo 2007-2012 (Legge 244/07). Produttori e importatori di e.e. da fonte convenzionale hanno la possibilità di adempiere all'obbligo previsto dal decreto in diversi modi: producendo essi stessi e.e. da fonte rinnovabile oppure acquistando e.e. da fonte rinnovabile o, infine, acquistando i diritti di produzione da fonte rinnovabile. Quindi eccoci alla definizione di legge dei CV: sono dei diritti di produzione da fonte rinnovabile; nel caso degli importatori di e.e. rinnovabile al di fuori dell'Italia, tali diritti prendono un altro nome, cioè Garanzia di Origine (GO), anche se il principio (e l'attribuzione) è lo stesso che governa i CV. Questi diritti di produzione vanno a sommarsi e sono indipendenti dall'energia elettrica effettivamente prodotta, costituendo quindi un prodotto del tutto a se stante rispetto l'e.e..

I soggetti all'obbligo di immissione di e.e. rinnovabile hanno una tempistica da rispettare. Per quanto riguarda i CV acquistabili, i soggetti all'obbligo di immissione di e.e. rinnovabile possono impiegare CV ottenuti dalla produzione del medesimo anno o da quella dei due anni precedenti. Ad esempio, per assolvere all'obbligo di immettere una quota di e.e. rinnovabile relativa alla produzione immessa in rete 2007, si possono acquistare CV relativi al 2007, al 2006 o del 2005. Per esempio, l'obbligo generato dalle immissioni in rete di e.e. fossile immessa nel 2006 è stato soddisfatto per più del 90% da CV relativi allo stesso anno. Sempre in riferimento alle scadenze temporali, entro il 31 marzo di ogni anno (n) i soggetti all'obbligo devono autocertificare l'energia

immessa in rete da fonte non rinnovabile, al netto delle decurtazioni previste per legge, riferita all'anno precedente (n-1), oltre a dichiarare i CV prodotti o acquistati per soddisfare l'obbligo dell'anno n-2. A questo punto il GSE esegue una verifica delle dichiarazioni, a seguito della quale comunica l'esito del controllo. In caso di esito negativo, il soggetto all'obbligo deve acquistare la quota mancante di CV, pena la diffida da parte dell'AEEG e la limitazione all'accesso al mercato.

Per sintetizzare, con il Decreto Bersani si è quindi creata per legge quella che in seguito definiremo “domanda di diritti di produzione” (che siano CV in Italia o GO con i paesi europei). Senza bisogno di essere degli economisti, in presenza di una domanda è possibile che si sviluppi un'offerta per soddisfarla e quindi un mercato.

I diritti di produzione da fonte rinnovabile vengono assegnati a quegli impianti alimentati con tali fonti su richiesta del produttore al GSE. Mentre non vi sono dubbi sul fatto di considerare come rinnovabili l'eolico, l'idrico, il geotermico e il solare, qualche complessità è nata nell'individuare, ai sensi di legge, lo spartiacque in merito alla rinnovabilità delle biomasse, dei rifiuti e della cogenerazione. Innanzitutto vengono attribuiti CV agli impianti alimentati con biomasse, rifiuti o alla loro frazione riconosciuta come *biodegradabile*, come indicato dall'art. 2 del D. Lgs. 387/2003; lo stesso D. Lgs. 387/2003, all'art. 17, estende poi l'attribuzione dei CV anche alla frazione non biodegradabile dei rifiuti. La legge Marzano (legge 23 agosto 2004 n. 239), all'art. 71 introduce l'assegnazione dei CV anche agli impianti che producono e.e con l'idrogeno, con le celle a combustibile e agli impianti di cogenerazione purché quest'ultima sia abbinata al teleriscaldamento e “...*limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento...*”. Con la Finanziaria 2007 (legge 296/06) è stata eliminata la possibilità di attribuire i CV anche alla frazione non biodegradabile dei rifiuti, all'idrogeno, alle celle a combustibile e alla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, fatti salvi i diritti acquisiti.

Dopo aver chiarito a chi vengono riconosciuti i diritti di produzione da fonte rinnovabile, ora si passa alla loro durata: previsti inizialmente per 8 anni (come per gli impianti CIP6), sono stati estesi a 12 anni dal D. Lgs. 152/06 e poi di nuovo allungati a 15 anni con la Finanziaria 2008 (legge 24 dicembre 2007 n. 244).

La taglia dei diritti di produzione è anch'essa definita per legge, viene espressa in MWh di energia elettrica, ed è variata da un valore iniziale di 100 MWh/CV, per ridursi a 50

MWh/CV con la legge Marzano e infine diventare pari a 1 MWh/CV come previsto dalla Finanziaria 2008.

Altro aspetto essenziale per introdurre i diritti alla produzione rinnovabili è il loro valore: i CV in realtà hanno una quotazione triplice, una cosiddetta *di riferimento* (calcolata dall'AEEG per la cessione dei CV in caso di scarsità di offerta), una *di ritiro* (per l'acquisto di CV sul mercato in caso di eccesso di offerta) e l'altra *di mercato* (in seguito alle contrattazioni bilaterali o vendita sulla piattaforma elettronica del GME). Mentre il *prezzo di riferimento dei CV* viene pubblicato ogni anno dal GSE e calcolato secondo una procedura prevista per legge, il *prezzo di ritiro dei CV* viene pubblicato entro il 31 gennaio di ogni anno sulla base della quotazione media del CV registrata l'anno precedente. La necessità di determinare il prezzo di riferimento deriva dal fatto che esso indica il prezzo di cessione dei CV, da parte del GSE, ai soggetti all'obbligo in caso di scarsità di offerta mentre, nel caso del prezzo di ritiro, si indica il prezzo di acquisto, da parte del GSE, dei CV giunti a scadenza in caso di eccesso di offerta. La presenza di due prezzi istituzionali oltre al prezzo di mercato, può indurre un atteggiamento strategico da parte degli operatori di mercato: in particolare l'offerta di CV, relativamente ai CV in scadenza, confronta il prezzo di mercato (nel primo trimestre 2008 è stato pari a 82,99 €/MWh + IVA) e il prezzo di ritiro che percepirebbe dal GSE (nel corso del 2008, per i CV giunti a scadenza – del 2005 – è pari a 120,19 €/MWh). Come ci si potrebbe aspettare, i CV relativi al 2005 non sono stati scambiati sul mercato nel corso del 2008, in attesa di venderli al GSE a inizio 2009.

A partire dal 2008 e per la durata di 3 anni, il valore di riferimento (cioè di cessione) dei CV è pari, come previsto dalla Finanziaria 2008, alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio dell'e.e. rinnovabile ceduta l'anno precedente e calcolata dall'AEEG (67,12 €/MWh). Si ottiene così che il prezzo di riferimento dei CV per il 2008 è pari a 112,88 €/MWh e che un CV vale 112,88 € (fino a dicembre 2007, essendo la taglia in vigore di 50 MWh, un CV sarebbe valso $112,88 \times 50 = 5.644$ €). La Finanziaria 2008 ha previsto, nel caso in cui il GSE ritiri dal mercato i CV in eccesso all'obbligo di acquisto, di intervenire solo per i CV giunti a scadenza e fino alla copertura del 25% del consumo interno di e.e. da fonte rinnovabile.

La Finanziaria 2008 ha introdotto due modifiche sostanziali nel meccanismo dei certificati verdi:

1) si è differenziata la quantità di CV attribuiti al singolo impianto. In precedenza infatti un impianto eolico riceveva lo stesso livello di incentivazione di uno idroelettrico. Con la legge 244/07, la produzione attesa di un impianto IAFR viene moltiplicata per:

- a) 0,8 nel caso sia alimentato da biogas di discarica;
- b) 0,9 se alimentato da fonte geotermica;
- c) 1,0 se alimentato dall'eolico on shore oppure dall'idroelettrico on shore;
- d) 1,1 se alimentato con eolico off shore o con biomasse non da filiera;
- e) 1,8 se alimentato con biomasse da filiera (contratti quadro, intese di filiera, filiera corta) o con moto ondoso.

I coefficienti moltiplicativi vengono impiegati per l'attribuzione di CV fino ad impianti da 10 MWh, i quali avranno quindi una struttura dei ricavi basata sulla somma dell'energia elettrica prodotta e dai CV commercializzati.

2) su richiesta del produttore, è stata introdotta l'opzione di sostituire il meccanismo di pagamento dell'energia elettrica rinnovabile basato su CV + e.e. con la corresponsione di una *tariffa unica*; tale possibilità viene però accordata ai soli impianti di potenza inferiore a 1 MW elettrico, ovvero gli impianti di *piccole*²¹ dimensioni (1000 kW). La tariffa unica prevista è anch'essa differenziata per tipologia di fonte rinnovabile:

- a) 0,18 €/kWh nel caso sia alimentato da biogas di discarica;
- b) 0,20 €/kWh se alimentato da fonte geotermica;
- c) 0,22 €/kWh se alimentato dall'idroelettrico on shore, dai rifiuti e dalle biomasse non di filiera;
- d) 0,30 €/kWh se alimentato con eolico inferiore a 0,2 MW di potenza o con biomasse da filiera(contratti quadro, intese di filiera, filiera corta);
- e) 0,34 €/kWh se alimentato con moto ondoso.

Su questi temi è stato approvato lo scorso 26 novembre 2008 dal Senato della Repubblica, ed è stato ora trasmesso alla Camera dei deputati per la discussione e la

²¹ Occorre prestare attenzione alla terminologia in uso: per piccola generazione si intende la generazione elettrica inferiore ad 1 MW di potenza (ai sensi del Decreto Marzano 239/04), mentre per piccola cogenerazione si intende la contemporanea generazione di e.e. ed e.t. per una potenza elettrica compresa tra 0,05 e 1 MW (Delibera AEEG 42/02); al di sotto di 0,05 MW si parla di microcogenerazione

successiva approvazione definitiva, il disegno di Legge di conversione del Decreto Legge 3 novembre 2008, n. 171 recante misure urgenti per il rilancio competitivo del settore agroalimentare. Tra le modifiche apportate dal Senato al testo originario del decreto, viene di fatto abrogata la norma presente nella legge finanziaria 2008 (legge n. 244/2007) che faceva salva dalle disposizioni in essa contenuta quanto disposto dalla normativa in vigore (legge n. 222/2007) per l'utilizzo delle biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli di allevamento e forestali ottenute solo nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro, oppure nell'ambito di filiere corte ottenuti cioè entro un raggio di 70 km dall'impianto utilizzatore. Con la nuova norma viene tolta questa limitazione ed eliminata l'intera categoria "biomasse prodotte da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta" dall'elenco presente nella tabella 3 allegata alla finanziaria 2008, sostituita con l'introduzione di una voce più completa costituita da "biogas e biomasse esclusi i carburanti liquidi" per la quale verrebbe introdotta una specifica tariffa la cui entità non è ancora stata determinata e .

3.4 Gli Impianti Alimentati a Fonte Rinnovabile (IAFR)

Gli Impianti Alimentati a Fonte Rinnovabile (IAFR) sono quegli impianti che hanno ottenuto un numero di riconoscimento da parte del GSE, unico su tutto il territorio nazionale, che permette loro di richiedere l'attribuzione, e di conseguenza, la vendita dei CV una volta entrati in esercizio commerciale. L'attribuzione quindi di impianto IAFR avviene in uno stadio preliminare, si potrebbe definire di cantiere, della realizzazione vera e propria della centrale elettrica: per questo motivo si distingue tra impianti IAFR a progetto (cioè ancora non operativi) e in esercizio (cioè che effettivamente sono entrati in funzione cedendo e.e.). Come si vede dalla tabella 3.6, gli impianti IAFR al 31 dicembre 2007 sono 2.297 in totale, di cui il 58% è già in esercizio; il numero complessivo degli impianti IAFR è in aumento del 56% rispetto l'anno precedente, grazie soprattutto all'impennata di qualificazioni a progetto eseguite, che sono più che raddoppiate (+130%).

Tab. 3.6 – Evoluzione degli impianti IAFR in Italia nel periodo 2001 – 2007 (dati aggiornati al 31 dicembre 2007)

Anno	Impianti a Progetto	Var. (%)	Impianti in Esercizio	Var. (%)	Totale Impianti	Var. (%)
2001	47	-	73	-	120	-
2002	129	174	196	168	327	172
2003	187	45	358	83	545	67
2004	236	26	545	52	781	43
2005	264	12	797	46	1.061	36
2006	418	58	1.051	32	1.470	38
2007	961	130	1.335	27	2.297	56

Fonte: GSE (2008)

Per quanto riguarda gli impianti qualificati IAFR *in esercizio* al 31 dicembre 2007 (tab. 3.7) si osserva che il 58% degli impianti in esercizio rappresenta il 43% della potenza installata e il 29,2% della produzione annua qualificata. Il primato in termini di numerosità, potenza e produzione spetta agli impianti idroelettrici, che rappresentano rispettivamente il 60,3%, il 49,8% e il 32,3% degli impianti qualificati IAFR in esercizio. Degli impianti *bio-* (biogas e biomassa), che verranno discussi meglio in seguito, ci si limita a sottolineare come il biogas sembri aver passato il picco di potenziale, in quanto gli impianti, la potenza e la producibilità in esercizio sono maggiore di quella prevista a progetto. Fenomeno che si verifica all'opposto alla voce biomasse, dove gli impianti a progetto sono più del triplo di quelli esistenti e addirittura la produzione annua in cantiere è quasi sei volte quella attuale. Complessivamente gli impianti in esercizio classificati *bio-* rappresentano il 22% degli impianti qualificati IAFR, il 17,3% della potenza installata e il 24,9% della produzione ottenuta IAFR.

Tab. 3.7 – Impianti qualificati IAFR in Italia al 31 dicembre 2007

Tipologia di fonte rinnovabile	Numero di impianti		Potenza (MW)		Producibilità annua (GWh/y)	
	esercizio	progetto*	esercizio*	progetto	esercizio	progetto
Idraulica	805	279	4.784	2.489	4.697	4.371
Geotermica	12	2	380	40	943	202
Eolica	157	351	1.886	8.517	4.484	17.960
Biogas	228	75	250	82	1.511	580
Biomasse	66	222	1.412	1.600	2.115	12.134
Solare	34	26	4	4	5	5
Rifiuti	33	2	883	3	794	19
Totale IAFR	1.335	961	9.600	12.735	14.549	35.271

* Il totale degli impianti IAFR riportato dal GSE non coincide alla somma della colonna soprastante

Fonte: GSE (2008)

Per quanto riguarda gli impianti qualificati IAFR *a progetto* al 31 dicembre 2007, essi rappresentano il 41,9% degli impianti, il 57% della potenza e il 70,8% della produzione annua qualificata. Distinguendo per fonte, il primato degli impianti a progetto spetta all'energia eolica sotto qualsiasi aspetto: numerosità, pari al 36,5% degli impianti qualificati, potenza, pari al 66,9% della potenza qualificata, produzione annua, pari al 59,9%. Gli impianti in cantiere a biomassa sono quelli che prevedono il maggior incremento rispetto quelli già attivi (oltre 3 volte), a cui corrisponde un raddoppio della potenza installata in esercizio: come indicato in tab. 27 gli impianti a biomasse in progetto hanno una taglia media inferiore a quelli in esercizio, pari a circa un terzo. Complessivamente gli impianti *bio-* a progetto rappresentano il 30,9% degli impianti IAFR, il 13,2% della potenza in cantiere e il 36% della produzione annua prossima all'avvio. Gli impianti a biomasse in progetto tendono ad essere più grandi di quelli a biogas, anche se da entrambe le fonti le aspettative di funzionamento annuo sono le più alte tra gli impianti IAFR.

In termini complessivi gli impianti IAFR a progetto prevedono un aumento rispetto all'esistente sotto tutti i punti di vista: tendono ad essere meno numerosi ma di potenza maggiore e soprattutto prevedono di produrre molto di più di quelli esistenti (tab. 3.8). La maggior produzione degli impianti in cantiere rispetto a quelli già in esercizio, se da un lato è giustificata dalla maggior potenza media installata (+84,7% rispetto gli impianti in esercizio), dall'altra è dovuta alla previsione che gli impianti IAFR a progetto funzionino per un numero maggiore di ore all'anno (+82,7%).

Approfondendo l'analisi, la taglia media degli impianti IAFR in esercizio ammonta a circa 7 MW, e l'impianto medio a fonte rinnovabile produce circa 10.900 MWh/anno con un funzionamento medio annuo di 1.500 ore. Per quanto riguarda gli impianti a biomasse, essendo queste un mix di diversi prodotti (solide, liquide e rifiuti biodegradabili), ci si limita a sottolineare, per ora, la grossa diversità tra le ore di funzionamento degli impianti in esercizio (1.500 ore/anno circa) e quelle per gli impianti a progetto (circa 7.600 ore/anno): si tratta di nuove tecnologie o un eccesso di aspettative? Per gli impianti a biogas si nota invece che in Italia la dimensione media degli impianti in esercizio è di poco più di 1 MW e hanno un'attività di poco più di 6.000 ore/anno. Quindi attualmente il biogas è la fonte rinnovabile i cui impianti, pur

avendo la minor dimensione media (escludendo il solare), risultano attivi per la maggior parte del tempo utile in un anno.

Tab. 3.8 – Caratteristiche degli impianti qualificati IAFR in Italia al 31 dicembre 2007

Tipologia di fonte rinnovabile	Potenza Media [MW/impianto]		Producibilità Media (GWh/impianto)		Ore annue funzionamento	
	esercizio	progetto	esercizio	progetto	esercizio	progetto
Idraulica	5,9	8,9	5,8	15,7	982	1.756
Geotermica	31,7	20,0	78,6	101,0	2.482	5.050
Eolica	12,0	24,3	28,6	51,2	2.378	2.109
Biogas	1,1	1,1	6,6	7,7	6.044	7.073
Biomasse	21,4	7,2	32,0	54,7	1.498	7.584
Solare	0,1	0,2	0,1	0,2	1.250	1.250
Rifiuti	26,8	1,5	24,1	9,5	899	6.333
Totale IAFR	7,2	13,3	10,9	36,7	1.516	2.770

Fonte: elaborazione Vicentini su dati GSE

Scorporando la voce biomasse, sotto la quale il GSE raggruppa le biomasse combustibili (cioè solide come, ad es., il legno), quelle liquide (i biocombustibili, ad es., olio vegetale e biodiesel) e quelle da rifiuti, per gli impianti *in esercizio*, si conclude che:

- a) gli impianti alimentati da biomassa da rifiuti hanno le maggiori dimensioni, anche se sono i meno diffusi e con la minore produzione annua;
- b) gli impianti con biomasse combustibili sono numerosi come quelli a biomasse liquide, ma rispetto a quest'ultime hanno potenza media superiore (circa 10 volte) anche se il funzionamento medio annuo è inferiore. Nonostante questo gli impianti a biomassa combustibile hanno il primato della produzione elettrica annua della categoria, con uno share del 64,2% (tab. 3.9).

Tab. 3.9 – Impianti qualificati IAFR a biomasse in Italia al 31 dicembre 2007

Tipologia di fonte rinnovabile	Numero di impianti		Potenza (MW)		Producibilità annua (GWh/y)	
	esercizio	progetto	esercizio	progetto	esercizio	progetto
Biomasse combustibili	31	38	970	467	1.359	3.444
Biomasse liquide	29	179	96	1.115	636	8.547
Biomasse da rifiuti	6	5	347	19	121	144
Totale IAFR a biomasse	66	222	1.413	1.601	2.116	12.135

Fonte: GSE (2008)

Per gli impianti alimentati con biomasse *a progetto*, le biomasse liquide sono quelle che dovrebbero aver la maggior applicazione sotto qualsiasi aspetto, con un raddoppio della

dimensione media di impianto e, a parità di ore lavorate, un raddoppio della produzione elettrica IAFR. Nonostante ciò, il GSE indica che la taglia più frequente degli impianti a biomasse liquide è di 500 kW, con il 70% dei gli impianti in cantiere che non supera il MW elettrico.

Se le ore annue di funzionamento delle biomasse liquide è coerente tra gli impianti a progetto e quelli in esercizio, di entità paragonabile al biogas, lascia sorpresi l'incremento previsto per lo sfruttamento delle biomasse combustibili e da rifiuti, passato rispettivamente da 1.401 e 349 ore/y a oltre 7.000 in entrambi i casi (tab. 3.10).

Tab. 3.10 – Caratteristiche degli impianti qualificati IAFR a biomasse in Italia al 31 dicembre 2007

Tipologia di fonte rinnovabile	Potenza Media (MW/impianto)		Producibilità Media (GWh/impianto)		ore annue funzionamento	
	esercizio	progetto	esercizio	progetto	esercizio	progetto
Biomasse combustibili	31,3	12,3	43,8	90,6	1.401	7.375
Biomasse liquide	3,3	6,2	21,9	47,7	6.625	7.665
Biomasse da rifiuti	57,8	3,8	20,2	28,8	349	7.579
Totale IAFR a biomasse	21,4	7,2	32,1	54,7	1.498	7.580

Fonte: elaborazione Vicentini su dati GSE

3.5 La domanda di Certificati Verdi

La determinazione della domanda di CV è data dalla quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo, calcolata secondo i principi illustrati nei precedenti paragrafi e per la quale si riporta un esempio in tabella 3.11. Si vede che su 105 potenziali soggetti all'obbligo di immissione di e.e. da fonte rinnovabile, solo 63 risultano poi obbligati all'acquisto di CV.

Al netto delle detrazioni elencate in tab. 3.11, solo il 65% della produzione elettrica non rinnovabile ottenuta nel 2006 origina CV da immettere in rete per il 2007. L'obbligo sorge per la maggior parte in capo ai produttori (97,9%); questo significa che oltre i tre quarti delle importazioni di energia elettrica sono provviste di Garanzia di Origine (GO) e quindi non generano CV. Il maggior contributo alla riduzione della quota di energia fossile soggetta all'obbligo viene data, per i produttori, dalla cogenerazione: 42% circa del totale, ottenuto da $42.763 / (279.669 - 190.783)$, e, per gli importatori, dalla produzione

esente in quanto munita di GO, passata da circa 10.000 GWh nel 2005 a circa 35.000 GWh.

Nella tabella 3.12 si vede come l'energia rinnovabile da immettere nel sistema elettrico sia aumentata ad un tasso medio annuo del 13% circa, nonostante l'ultimo anno sia diminuita del 2%. Per quanto riguarda il soddisfacimento di tale domanda, negli anni si è assistito ad un aumento dell'offerta da parte di impianti IAFR e una riduzione dei CV offerti dal GSE; in particolare l'offerta di e.e. IAFR è aumentato mediamente di oltre il 60% nel periodo 2002-2006. Uno dei fattori che ha contribuito a determinare, recentemente, un surplus di CV è, oltre all'aumento dell'offerta, la riduzione della domanda causata dall'aumento dell'importazione di e.e. munita di GO: se non ci fosse stato tale aumento dell'importazione di e.e. munita di GO, la domanda interna di CV sarebbe stata superiore al 15% per l'obbligo relativo al 2007. Infatti, aggiungendo 25 TWh in tabella 3.12 alla quota di energia soggetta ad obbligo del 2006 (190,8 TWh), non si sarebbe verificata la riduzione della domanda di CV avvenuta nel 2007.

Tab. 3.11 – Calcolo dell'energia elettrica soggetta all'obbligo nel 2006, dell'energia rinnovabile da immettere in rete e dei certificati verdi corrispondenti nel 2007

Produttori		Importatori		Totale		
	GWh	N.	GWh	N.	GWh	N.
Prod. netta 2006 ¹	249.176					
Biomasse e rifiuti ¹	6.295					
Produzione non rinnovabile	242.881		Import totale ²	49.413	292.294	
Produzione da impianti oltre 100 GWh	233.876	57	Import oltre 100 GWh	45.793	279.669	105
Produzione esente da cogenerazione	42.763		Import esente	34.973	77.736	
Export	564		Export	2.980	3.544	
Franchigia	3.797		Franchigia	3.809	7.606	
Energia soggetta all'obbligo	186.752	38	Energia soggetta all'obbligo	4031	190.783	63
% di quota rinnovabile da immettere nel 2007: 3,05%	5.696		% di quota rinnovabile da immettere nel 2007: 3,05%	123	5.819	
Numero CV (taglia 50 MWh)	113.920		Numero CV (taglia 50 MWh)	2.459	116.379	

Note:

¹ Dati Terna Statistiche

² Dati Terna Commerciale

Fonte: GSE (2008)

Tab. 3.12 – Energia rinnovabile immessa nel sistema elettrico nel periodo 2002-2007

Anno	Energia soggetta ad obbligo (TWh)	% di obbligo	Anno	Energia da immettere (TWh)	CV da IAFR (TWh)	CV da GSE (TWh)	CV inadampienti (TWh)
2001	161,20	2,00%	2002	3,23	0,89	2,34	-
2002	176,58	2,00%	2003	3,53	1,49	1,98	0,06
2003	195,19	2,00%	2004	3,90	2,89	0,93	0,08

2004	188,11	2,35%	2005	4,42	4,27	0,02	0,13
2005	219,10	2,70%	2006	5,92	5,82	-	0,10
2006	190,80	3,05%	2007*	5,80	-	-	-

* termine modalità di copertura dell'obbligo post marzo 2008

Fonte: GSE (2008)

3.6 L'offerta di Certificati Verdi

Si è visto nei precedenti paragrafi a chi spettano i CV e in quali condizioni. Una volta che l'impianto qualificato IAFR è entrato in esercizio commerciale, il proprietario può richiedere al GSE l'emissione dei CV spettanti. I CV vengono richiesti al GSE in due modi:

- a) *a consuntivo*, ovvero la richiesta avviene l'anno successivo a quello di effettiva produzione di e.e. IAFR;
- b) *a preventivo*, in cui la richiesta di assegnazione dei CV avviene per e.e. IAFR prodotta nello stesso anno o che verrà prodotta l'anno successivo.

Dopo 30 gg dalla richiesta, il GSE emette i CV arrotondando la produzione elettrica al MWh con criterio commerciale (cioè al meglio).

I CV riferiti alla produzione IAFR nell'anno "n" hanno quindi la seguente durata:

- a) se richiesti a consuntivo: scadono al termine dell'anno n+2, ma l'offerente ha solo 2 anni di tempo per poterli piazzare sul mercato (l'anno della richiesta a consuntivo e quello successivo);
- b) se richiesti a preventivo: scadono sempre al termine dell'anno n+2 (rispetto la data di produzione IAFR), ma il produttore ha 3 anni di tempo per piazzarli sul mercato, ovvero un anno in più rispetto la richiesta a preventivo.

Quando i CV scadono e rimangono invenduti sul libero mercato, vengono ritirati dal GSE e pagati al prezzo di ritiro.

I CV emessi dal GSE in riferimento alla produzione IAFR del 2006 sono stati 121.130, che corrispondono ad un'offerta complessiva di 6.056,5 GWh di e.e. IAFR, in crescita del 38,% rispetto l'anno precedente. L'incremento medio annuo di emissione di CV da parte del GSE a favore dei produttori IAFR è stato di quasi 62% (tab. 3.13).

Tab. 3.13 – Certificati Verdi emessi dal GSE negli anni 2002 – 2006 al netto delle compensazioni e suddivisi per fonte rinnovabile (in numero, taglia dei CV pari a 50 MWh)

Anni	Idrica	Geotermica	Eolica	Biomasse e rifiuti	Solare	Totale
2002	8.605	3.804	3.235	2.764	8	18.416
2003	12.172	9.588	3.581	5.161	16	30.518
2004	29.613	12.485	9.174	9.766	16	61.054
2005	33.858	12.599	25.668	15.284	21	87.430
2006	45.196	16.340	42.484	17.079	31	121.130

Fonte: GSE (2008)

3.7 Il mercato dei Certificati Verdi

Dopo aver analizzato domanda e offerta di CV, ora si cercherà di spiegare, anche se un po' è già stato fatto nei paragrafi precedenti, cosa accade nel mercato dei CV. La maggior parte delle transazioni sul mercato dei CV avviene all'inizio di ogni anno, attorno al periodo in cui i soggetti all'obbligo devono eseguire le comunicazioni previste per legge. Quindi il prezzo medio rilevato nel primo quadrimestre può essere considerato un buon indicatore del prezzo di mercato per la parte restante dell'anno. Come detto in precedenza, le contrattazioni avvengono attraverso la *Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei CV (PBCV)* o mediante il mercato dei CV (<http://www.mercatoelettrico.org>). Entrambe le modalità sono su supporto informatico, consentono di operare via web e possiedono gli stessi prezzi. Sul mercato dei CV, a fronte di 121.130 CV emessi dal GSE in riferimento al 2006, sono transitati circa 10.000 CV per lo stesso periodo; da questo si deduce che gli operatori preferiscono la PBCV per scambiarsi i CV. Prendendo spunto dalle tabelle 3.12 e 3.13, si confronta domanda e offerta di CV e si può vedere come attualmente ci sia una fase di mercato caratterizzata da saturazione della domanda già per l'anno di riferimento 2006 (tab. 3.14).

Tab. 3.14 – Confronto tra domanda e offerta CV (anni 2002 – 2007)

Anno	Domanda e.e. IAFR [TWh]	Offerta e.e. IAFR [TWh]
2002	3,23	0,92
2003	3,53	1,53
2004	3,90	3,05
2005	4,42	4,37
2006	5,92	6,06
2007	5,80	-

Fonte: elaborazione Vicentini su dati GSE

Probabilmente tale situazione andrà peggiorando per la produzione IAFR riferita al 2007 in quanto, di fronte all'aumento di emissione di CV documentato nei paragrafi precedenti, si è verificata una riduzione della quota di e.e. soggetta all'obbligo di immissione. Come si è spiegato in precedenza, l'aumento delle importazioni di e.e. munite di GO ha ridotto la domanda di CV sul mercato italiano. Mentre le emissioni di CV da parte del GSE al produttore IAFR rappresentano effettivamente l'offerta di mercato, in quanto il produttore IAFR dispone di un titolo di produzione che può essere disponibile a vendere, ciò non significa che tale offerta coincida con l'effettiva vendita del CV, che come abbiamo visto può anche essere ritardata o anticipata. L'andamento al ribasso del mercato dei CV è confermato anche dalle quotazioni più recenti (tab. 3.15).

Tab. 3.15 – Differenziale (in €/MWh) tra prezzi di mercato dei CV e prezzo di riferimento del GSE

Anno di riferimento dei certificati scambiati	Prezzo medio cumulato sul mercato dei CV (IVA esclusa) (A)	Prezzo di riferimento GSE (IVA esclusa) (B)	Differenza (A-B)
2003	82,40	82,40	0
2004	97,36	97,39	-0,03
2005	108,92	108,92	0
2006	120,37	125,28	-4,91
2007	82,99	112,88	-29,89

Fonte: GME (2008)

Il trend ribassista iniziato durante il 2007 (riferito alla produzione non rinnovabile del 2006) ha fatto sì che per la prima volta le istituzioni deputate alla gestione del mercato elettrico prendessero coscienza di alcune debolezze nel mercato dei CV (tab. 3.16), quali:

- a- la tendenza del mercato a concentrarsi sul lato della domanda di CV. Infatti tra il 2006 e il 2007 si è osservato un aumento dello share di mercato dei primi tre acquirenti di CV (passati dal 51,6% al 76,4%) e una frammentazione sul lato

dell'offerta, con uno share dei primi 3 offerenti di CV passato dal 48,3% al 27,2%

- b- le modalità con cui gestire gli eccessi di offerta, ponendo dei vincoli di salvaguardia

Tab. 3.16 – Composizione e quote di mercato della domanda e dell'offerta di CV (in %)

	2006		2007	
	Domanda	Offerta	Domanda	Offerta
Primi 3 operatori	51,6	48,3	76,4	27,2
Primi 10 operatori	99,9	81,3	99,1	54,1
Altri	0,1	18,7	0,9	45,9

Fonte: GME (2008)

Sulla base di quanto avvenuto nel 2007 sono state quindi emanate le disposizioni previste dalla Finanziaria 2008, già illustrate in precedenza e qui riassunte nei tratti più salienti:

- per proteggere gli operatori economicamente più deboli dalla concentrazione della domanda di CV si è quindi introdotta la tariffa incentivante omnicomprensiva per impianti di potenza inferiore al MW elettrico;
- si è introdotto il prezzo di ritiro dei CV, indicando che verranno ritirati soli i CV giunti a scadenza e fino al raggiungimento di un tetto massimo di ritiro
- si è estesa a 15 anni la durata dei diritti assegnati agli impianti IAFR entrati in esercizio dal 1-1-2008;
- si è aumentata la percentuale di incremento annuo dell'e.e. non rinnovabile soggetta all'obbligo, pari al 0,7% annuo dal 2007 al 2012, portando la percentuale di immissione in rete al 7,25% per il 2012;

Confrontando i volumi di e.e. IAFR necessaria per adempiere all'obbligo (5,8 TWh nel 2007) con l'offerta attesa dagli impianti IAFR al 31 dicembre 2007 (14,5 TWh), applicando il 7,25% previsto per il 2012 all'energia soggetta all'obbligo del 2006 da immettere in rete nel 2007, non si riesce a risolvere l'eccesso di offerta. Fare delle previsioni di mercato sul valore futuro dei CV è difficile, in quanto l'andamento del prezzo dei CV dipenderà:

- a) dalla maggiore o minore crescita dei consumi elettrici: maggiore è il consumo elettrico dell'Italia e maggiore è la quantità di e.e. non rinnovabile soggetta all'obbligo di immissione di e.e. IAFR;
- b) dalla possibilità di importare o meno e.e. provvista di GO;
- c) da quanti piccoli produttori, (titolari di impianti a progetto di potenza inferiore al MW al 31-12-2007) richiederanno la tariffa incentivante omnicomprensiva e quindi usciranno dal mercato dei CV;
- d) dalla producibilità degli impianti entrati in esercizio, in quanto spesso il numero di ore annue previste sembra sovrastimato rispetto quanto avviene per fonti analoghe già in esercizio;
- e) da quanti impianti qualificati IAFR a progetto verranno effettivamente realizzati;

5. ENERGIE RINNOVABILI E BIOENERGIE: LA SITUAZIONE ITALIANA

Si è già accennato, nei capitoli precedenti, alla situazione italiana nell'ambito delle fonti rinnovabili ad uso energetico. In termini di energia lorda primaria, l'Italia nel 2006 ha prodotto circa 12,2 milioni di tep da fonte rinnovabile che ha contribuito a coprire il 6,6% del consumo lordo interno di energia (vedi tab. 5.1). Di questa solo una modesta quota viene importata (6,9%).

Considerando il Consumo Interno Lordo, a causa dell'elevata quota di energia importata, l'Italia risulta avere un elevato tasso di dipendenza energetica, pari ad oltre l'86% e ben superiore rispetto la media europea (pari al 53,8%): questo pone il nostro paese in una condizione di fragilità dal punto di vista energetico, con risvolti di tipo economico, politico e sociale.

Tab. 5.1 – Consumo interno lordo (CIL) di energia secondo gli input energetici (ktep)

	Totale Italia	di cui fonti rinnovabili		di cui biomassa	
			quota su p.p. ¹		quota su f.r. ¹
Totale CIL	186.113	13.097	7,0%		
di cui: Produzione primaria	27.053	12.198	45,1%	3.758	30,8%
Import netto	164.569	899			
Altre voci	-5.509	0			

Note:

¹ p.p.: Produzione primaria, f.r.: Fonte rinnovabile

Fonte: nostre elaborazioni su dati Eurostat (2008)

Da un bilancio generale della situazione italiana nel comparto delle risorse rinnovabili, riferito al 2006, emerge che:

- a- il 93% delle fonti rinnovabili è prodotto entro i confini nazionali;
- b- nonostante l'elevato tasso di dipendenza energetica dell'Italia, la produzione primaria da rinnovabile, pari a 12.198 milioni di tep, si caratterizzano per contribuire alla produzione primaria totale italiana per il 45,1% (contro il 14,6% a

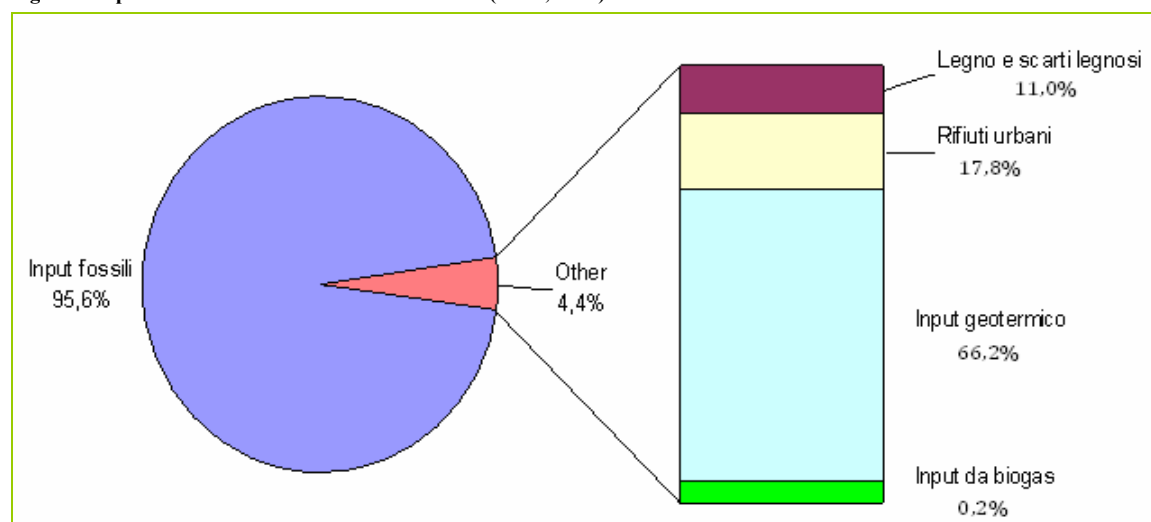
- livello europeo). Questo è indice di come le risorse rinnovabili siano un elemento chiave per ridurre la dipendenza energetica italiana. Le biomasse contribuiscono al 30,8% della produzione primaria da fonte rinnovabile (3,758 milioni di tep),
- c- la produzione primaria da rinnovabile, viene destinata principalmente alla trasformazione in energia elettrica e termica (7.183 milioni di tep), principalmente da input geotermico (66%). La produzione ottenuta da biomassa (2.430 milioni di tep) proviene soprattutto da rifiuti municipali (53%), mentre nell'UE27 prevale il legno e suoi scarti (tab. 5.2 e fig. 5.1);
- d- per quanto riguarda i consumi finali per settore ad esclusione della produzione elettrica (tab 5.3), esiste una netta prevalenza dei consumi da rinnovabile nel settore terziario e civile, dove il 90% dell'energia rinnovabile viene fornita soprattutto dal legno e suoi scarti o derivati (tab. 5.4).

Tab. 5.2 - Input di trasformazione elettrica e termica (Italia, 2006) [ktep]

		Quota su rinnovabili
Input fossili	155.891	
Input da fonte rinnovabile	7.183	
di cui:		
<i>Legno e scarti legnosi</i>	790	11,0%
<i>Rifiuti urbani</i>	1.281	17,8%
<i>Input geotermico</i>	4.753	66,2%
<i>Input da biogas</i>	359	0,2%
Totale input di trasformazione	163.074	

Fonte: Eurostat (2008)

Fig. 5.1 - Input di trasformazione elettrica e termica (Italia, 2006)



Fonte: Eurostat (2008)

Tab. 5.3 - Consumi energetici finali (CEF) secondo l'impiego finale (ktep)

		Totale consumi energetici finali	di cui fonti rinnovabili (in forme diverse dall'energia elettrica)		di cui energia elettrica (fossile e rinnovabile)¹	
Consumi finali di energia (per settore)	Industria	38.007	198	0,5%	10.822	28,5%
	Trasporti	44.194	161	0,4%	713	1,6%
	Civile	48.453	2.116	4,4%	11.106	22,9%
	Totale	130.654	2.475	1,9%	22.641	17,3%

Note:

1 dati stimati applicando un fattore 0,8539 alla produzione elettrica lorda e 0,086 ktep/GWh

2 f.f.: Fonte fossile, f.r.: Fonte rinnovabile

Fonte: nostre elaborazioni su dati Eurostat (2008)

Tab. 5.4 - Composizione CEF rinnovabile (con esclusione e.e.) (UE27, 2006)

	ktep	Quota su rinnovabili
Legno e scarti legnosi	2.028	81,9%
Geotermico	213	8,6%
Altre rinnovabili	234	9,5%
Totale consumo energetico finale da fonte rinnovabile (senza elettricità)	2.475	

Fonte: Eurostat (2008)

Secondo REN21, in Italia le fonti rinnovabili contribuiscono, nel 2006, a soddisfare il 5,2% dei consumi finali di energia, ovvero il 6,5% dell'energia primaria. L'obiettivo fissato dall'Unione Europea per l'Italia è di arrivare al 17% dei consumi finali di energia lorda da fonte rinnovabile entro il 2020 (come confermato dalla Proposta di Direttiva sulla Promozione nell'Uso dell'Energia da Fonte Rinnovabile), obiettivo che implica di triplicare la produzione di energia rinnovabile rispetto ai livelli del 2006, ovvero incrementare del 0,84% medio annuo il contributo delle rinnovabili sul mix energetico nazionale. L'obiettivo del 17% di energia rinnovabile a copertura dei consumi finali deve essere conseguito, tra le diverse possibili alternative, soprattutto attraverso l'impiego di biocarburanti nel settore dei trasporti o la produzione di energia elettrica o termica da fonte rinnovabili.

In particolare è stato concordato con la UE:

- a- un obiettivo specifico del 22% (era il 25%) entro il 2010 per quanto riguarda la quota dei consumi di energia elettrica provenienti da fonte rinnovabile (di produzione nazionale o di importazione, vedi Direttiva 2001/77/CE);
- b- un obiettivo specifico per i biocombustibili, che dovrebbero coprire il 5,75% dei consumi italiani di combustibili entro il 2010 (Direttiva 2003/30/CE). Secondo il

Progress Report²² redatto per conto della Commissione Europea, l'Italia è in linea con gli obiettivi concordati in sede europea per quanto riguarda i biocombustibili.

Invece non è stato posto nessun obiettivo nazionale per quanto riguarda l'impiego delle biomasse destinate alla produzione di calore e freddo.

Di seguito si affronterà la situazione italiana nell'ambito delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e di calore/freddo, mentre per quanto riguarda i biocombustibili si rimanda alla precedente trattazione riguardante l'Unione Europea.

5.1 Energie rinnovabili destinate alla produzione di elettricità.

A fine 2007 in Italia risultavano attivi oltre 10.000 impianti alimentati a fonte rinnovabile (tab. 5.5) e destinati alla produzione di energia elettrica (+295% rispetto il 2006), nonostante la potenza complessiva sia aumentata solo del +4,6% rispetto l'anno precedente (22.307 Mw). L'effetto è stato quindi la riduzione marcata della potenza media installata negli impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili (FER) , pari a 2,16 MW (contro una dimensione media di oltre 8 MW nel 2006). Questo dato indica quindi che il principio delle generazione distribuita si è concretizzato effettivamente nel corso del 2007: infatti la potenza media degli impianti entrati in funzione nel corso del 2007 è stata di soli 0,126 MW, dimensioni d'impianto ben al di sotto della media esistente. In valore assoluto risultano più diffusi gli impianti fotovoltaici (7646 unità attive a fine 2007), seguiti da installazioni idroelettriche (2128 unità, in aumento del 1,7% rispetto il 2006) e biomasse e rifiuti (324 installazioni attive nel 2007, +3,2% rispetto il 2006).

²² http://ec.europa.eu/energy/res/publications/index_en.htm

Tab. 5.5 - Potenza efficiente lorda²³ degli impianti da fonte rinnovabile in Italia al 31-12-2007

	n°	kW	n°	kW	%
		2006		2007	'07 / '06
Idrica	2.093	17.412.060	2.128	17.458.614	0,3
0 _ 1	1.173	427.454	1.194	436.580	2,1
1 _ 10 (MW)	626	2.040.351	641	2.085.679	2,2
> 10	294	14.944.255	293	14.936.355	-0,1
Eolica	169	1.908.287	203	2.714.128	42,2
Solare*	-	45.000	7.647	86.750	92,8
Geotermica	31	711.000	31	711.000	0
Biomasse e rifiuti	314	1.256.577	321	1.336.882	6,4
- Solidi	106	945.011	106	989.747	4,7
- rifiuti solidi urbani	63	529.650	61	594.530	12,2
- da colture e altri rifiuti agro-industriali	43	415.361	45	395.217	-4,8
- Biogas	208	311.566	215	347.135	11,4
- da discariche	176	269.620	183	297.005	10,2
- da fanghi	6	4.280	6	4.714	10,1
- da deiezioni animali	15	8.673	15	8.973	3,5
- da colture e altri rifiuti agro-industriali	11	28.993	11	36.443	25,7
Totale	2.607	21.332.924	10.330	22.307.374	4,6

Fonte: GSE - * escluse stime su fotovoltaico del MSE-ENEA, pari a 18 MW

A livello di potenza efficiente lorda invece si mantiene la prevalenza della fonte idraulica, che storicamente è quello che ha sempre dato il maggior contributo (soprattutto il grande idroelettrico, con potenze maggiori di 10 MW), seguita dall'eolico e dalle biomasse-rifiuti-biogas. Gli incrementi di potenza lorda efficiente su base annua sono stati rispettivamente dello 0,3%, 42,2% e 6,4%. Decisamente più marcati, anche se meno importanti in termini di potenza installata, sono gli incrementi annui della potenza efficiente lorda del fotovoltaico (+92,8%). Il GSE descrive gli impianti alimentati con biomassa e rifiuti come produzione termoelettrica rinnovabile. Disaggregando le fonti *bio-* (biomasse, rifiuti e biogas) nel 2007 si è assistito ad una riallocazione nell'utilizzo delle biomasse da colture e rifiuti agroindustriale, per le quali si è ridotto l'impiego "solido" ed è aumentato quello per produrre biogas. In particolare a fine 2007 risultavano più diffusi gli impianti alimentati a biomasse - rifiuti per la produzione di biogas da discarica (183 impianti, con potenza mediamente pari a 1623 kW), seguiti da

²³ Per *potenza/produzione efficiente* si intende la massima potenza elettrica che può essere prodotta in modo continuo senza fattori limitanti; è *lorda* quando è misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto, al lordo dei consumi di centrale e delle perdite di trasformazione di tensione

impianti che producono elettricità da rifiuti solidi urbani (64 impianti in tutta Italia, con potenza media pari a 9.290 kW). Considerando le applicazioni di carattere agro-industriale, ben 45 impianti usavano la biomassa solida da colture e rifiuti agro-industriali per produrre energia elettrica (con potenza efficiente media di 8.783 kW) anche se tale modalità sembra in declino: infatti la potenza media efficiente lorda è diminuita del -4,8% rispetto il 2006. Solo 15 impianti a fine 2007 erano attivi nella produzione di energia elettrica da biogas ottenuto da deiezioni animali, con potenza media pari a 598 kW. In termini di potenza il biogas da colture e rifiuti agroindustriali è aumentato (+25,7% rispetto il 2006), nonostante non siano entrati in servizio nuovi impianti: questo è un indicatore per cui parte delle biomasse impiegate in precedenza allo stato solido oppure non impiegate per nulla vengono destinate alla produzione di biogas per la generazione elettrica.

In termini di produzione lorda²⁴ di energia elettrica rinnovabile, nel 2007 vi è stata una riduzione del 5,5% rispetto al 2006, imputabile unicamente all'idroelettrico (tab. 5.6).

Tab. 5.6 - Produzione efficiente lorda¹² degli impianti da fonte rinnovabile in Italia dal 2003 al 2007

GWh	2003	2004	2005	2006	2007	'07 / '06 %
Idrica	36.669,9	42.337,8	36.066,7	36.994,4	32.815,2	-11,3
0_1	1.455,3	1.731,3	1.525,7	1.520,9	1.415,7	-6,9
1_10 (MW)	5.731,8	7.127,8	6.090,5	6.354,1	5.684,4	-10,5
> 10	29.482,8	33.478,7	28.450,5	29.119,4	25.715,1	-11,7
Eolica	1.458,4	1.846,5	2.343,4	2.970,7	4.034,4	35,8
Solare*	22,6	27,3	31,0	35,0	39,0	11,4
Geotermica	5.340,5	5.437,3	5.324,5	5.527,4	5.569,1	0,8
Biomasse e rifiuti	4.493,0	5.637,2	6.154,8	6.744,6	6.953,7	3,1
- Solidi	3.460,1	4.466,9	4.056,9	5.408,3	5.506,4	1,8
- rifiuti solidi urbani	1.811,9	2.276,6	2.619,7	2.916,6	3.024,9	3,7
- da colture e altri rifiuti agro-industriali	1.648,2	2.190,4	2.337,2	2.491,7	2.481,5	6,6
- Biogas	1.033,0	1.170,2	1.198,0	1.336,3	1.447,3	8,3
- da discariche	910,5	1.038,4	1.052,3	1.176,8	1.247,3	6,0
- da fanghi	2,7	1,2	3,2	3,3	9,0	172,7
- da deiezioni animali	13,2	18,5	25,7	44,7	53,3	19,2
- da colture e altri rifiuti agro-industriali	106,5	112,1	116,8	111,5	137,7	23,5
Totale	47.984,4	55.286,1	49.920,4	52.272,1	49.411,3	-5,5

Fonte: GSE

²⁴ per produzione lorda di energia elettrica si intende la produzione misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto di produzione, al lordo dell'energia consumata dagli ausiliari e quella persa nell'elevare la tensione.

Questo conferma lo stretto legame esistente tra la fonte idroelettrica e i cambiamenti climatici in corso: infatti l'energia idroelettrica nel 2007 ha rappresentato il 66,4% della produzione rinnovabile (-11,3% rispetto il 2006) ed è l'unica voce in diminuzione tra le rinnovabili. La categoria biomasse e rifiuti rappresenta la seconda voce, per importanza, nella produzione elettrica da fonte rinnovabile, con una quota pari al 14,1% nel 2007 ed aumento, in generale, pari al 3,1% rispetto il 2006.

Confrontando quindi potenza lorda efficiente e produzione lorda da biomasse e rifiuti, se ne deduce che gli impianti alimentati da tipologia di fonte rinnovabile si caratterizzano per un elevato grado di operatività, pari a 5.201 ore/anno, a fronte di un funzionamento medio di tutti gli impianti rinnovabili pari a 2.215 ore/anno. Quest'ultima considerazione spiega perchè, nonostante gli impianti a biomasse e rifiuti rappresentino solo il 5,99% della potenza installata, coprono il 14,1% della produzione elettrica rinnovabile. Dal punto di vista congiunturale si può notare come i maggiori incrementi annui di produzione rinnovabile sono stati conseguiti da alcune tipologie di biogas e dall'eolico. Dal punto di vista regionale, si fa notare che il GSE riporta, per il 2007 e sulla stessa pubblicazione²⁵, 324 e 312 impianti alimentati da biomasse e rifiuti. Pur non discutendo quale sia il numero esatto, risulta che è la Lombardia presenta il maggior numero di impianti alimentati con FER (1.720, tab. 5.7), seguita da Piemonte (1.095 impianti), Emilia Romagna (1.043) e, in quarta posizione, il Veneto (1.032). Per quanto riguarda la diffusione di impianti alimentati con biomasse e i rifiuti, si conferma il primato della Lombardia (59 impianti), seguita da Emilia Romagna e Veneto (rispettivamente 46 e 33 impianti a biomassa e rifiuti).

Tab. 5.7 - Ripartizione regionale della potenza efficiente lorda al 31-12-2007

	Biomasse e rifiuti				Totale FER		
	N. Impianti	Potenza (MW)	% su totale b.e r.	% su totale Regione	N. Impianti	Potenza (MW)	% totale
Piemonte	26	66,8	5,0%	2,7%	1.095	2.471,2	11,1%
Valle D'Aosta	1	0,8	0,1%	0,1%	68	861,9	3,9%
Lombardia	59	391,4	29,3%	7,4%	1.720	5.302,7	23,8%
Trentino Alto Adige	10	18,2	1,4%	0,6%	795	3.080,1	13,8%
Veneto	33	111,7	8,4%	9,3%	1.032	1.205,1	5,4%
Friuli Venezia Giulia	5	21,1	1,6%	4,4%	528	477,6	2,1%
Liguria	8	13,6	1,0%	14,2%	185	95,7	0,4%

25

http://www.gsel.it/ita/StatisticheFontiRinnov/Documenti/20080828_STATISTICHE2007_agg.pdf

Emilia Romagna	46	204,4	15,3%	40,4%	1.043	505,4	2,3%
Toscana	25	75,6	5,7%	6,6%	700	1.141,4	5,1%
Umbria	10	25,3	1,9%	4,7%	268	540	2,4%
Marche	9	10,5	0,8%	4,3%	443	243,1	1,1%
Lazio	15	80,1	6,0%	16,3%	541	491,5	2,2%
Abruzzo	4	5,1	0,4%	0,4%	176	1.163,9	5,2%
Molise	2	40,1	3,0%	17,9%	56	223,5	1,0%
Campania	14	26,1	2,0%	3,2%	229	824,9	3,7%
Puglia	25	86	6,4%	11,7%	589	733,5	3,3%
Basilicata	1	7,2	0,5%	2,5%	81	291,5	1,3%
Calabria	8	119,6	8,9%	12,2%	159	980,9	4,4%
Sicilia	4	17,8	1,3%	2,2%	396	805,3	3,6%
Sardegna	7	15,8	1,2%	1,8%	217	868,8	3,9%
Italia	312	1337,2		6,0%	10.321	22.307,4	

Fonte: GSE (2008)

In termini di potenza efficiente lorda le FER si concentrano in Lombardia (23,8%), Trentino (11,1%) e Piemonte (11,1%), mentre il Veneto è in quarta posizione con il 5,4% della potenza lorda nazionale. Focalizzandosi su biomasse e rifiuti la potenza lorda efficiente da biomasse e rifiuti è concentrata, oltre alla solita Lombardia (29,3%) ed Emilia Romagna (15,3%), anche in Calabria (8,9%) e Veneto (8,4%). Le regioni in cui le biomasse e rifiuti rappresentano una quota importante nel mix delle rinnovabili sono l'Emilia Romagna (40% sul totale delle FER), il Molise (17,8%), il Lazio (16,3%). Nel Veneto solo il 9,3% della potenza rinnovabile è alimentata con biomasse e rifiuti. Per quanto riguarda la ripartizione regionale della produzione rinnovabile si può vedere come nelle prime quattro regioni (Lombardia, Trentino, Toscana e Piemonte) si concentra il 58,2% della produzione elettrica rinnovabile italiana. Il Veneto si trova al quinto posto producendo il 7,4% della produzione nazionale di elettricità rinnovabile. La produzione lorda italiana da biomasse e rifiuti si concentra in Lombardia (32,2%), Emilia (13,5%), Calabria (11,4%) e Veneto (6,3%). Le regioni in cui la produzione elettrica da biomasse e rifiuti caratterizza il mix rinnovabile presente sono l'Emilia (55,2%), la Calabria (52,2%) e il Lazio (36,4%). Nel Veneto solo il 6,3% della produzione elettrica lorda rinnovabile proviene da biomassa (tab. 5.8).

Tab. 5.8 Ripartizione regionale della produzione lorda al 31-12-2007

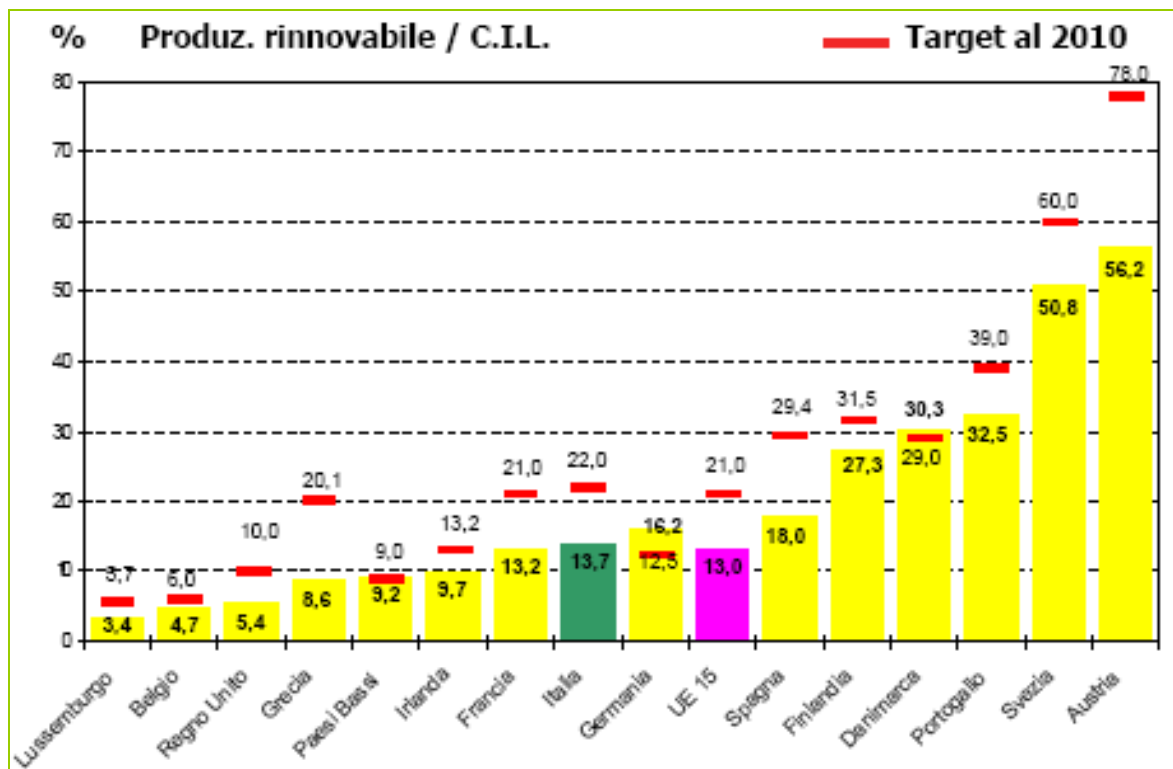
Biomasse e rifiuti			Totale FER	
Produzione [GWh]	% su totale b.e r.	% su totale Regione	Produzione [GWh]	% su totale FER

Piemonte	324	4,7%	5,9%	5.512	11,2%
Valle D'Aosta	4	0,1%	0,1%	2.773	5,6%
Lombardia	2.240	32,2%	22,9%	9.765	19,8%
Trentino Alto Adige	79	1,1%	1,1%	7.046	14,3%
Veneto	437	6,3%	11,9%	3.670	7,4%
Friuli Venezia Giulia	267	3,8%	16,9%	1.573	3,2%
Liguria	71	1,0%	30,4%	235	0,5%
Emilia Romagna	936	13,5%	55,2%	1.694	3,4%
Toscana	270	3,9%	4,2%	6.373	12,9%
Umbria	145	2,1%	13,5%	1.071	2,2%
Marche	61	0,9%	22,2%	273	0,6%
Lazio	364	5,2%	36,4%	1.000	2,0%
Abruzzo	34	0,5%	2,9%	1.162	2,4%
Molise	93	1,3%	25,9%	358	0,7%
Campania	77	1,1%	6,4%	1.210	2,4%
Puglia	425	6,1%	28,2%	1.506	3,0%
Basilicata	22	0,3%	4,2%	515	1,0%
Calabria	791	11,4%	52,2%	1.514	3,1%
Sicilia	59	0,8%	5,8%	1.012	2,0%
Sardegna	256	3,7%	22,3%	1.149	2,3%
Italia	6.954		14,1%	49.411	

Fonte: GSE (2008)

Per poter valutare la situazione italiana nell'ambito dell'e.e. da FER rispetto agli obiettivi concordati in ambito europeo da rispettare entro il 2010, occorre far riferimento alla figura 5.2. Come si vede il parametro di riferimento è una percentuale, ovvero il rapporto tra la produzione interna di energia elettrica da fonte rinnovabile e il consumo interno lordo di energia elettrica nel suo complesso. Per la UE15 l'obiettivo da raggiungere entro il 2010 è pari al 21%, mentre per l'Italia è pari al 22% del consumo interno lordo soddisfatto dalla produzione interna di energia rinnovabile. Nell'UE15 solo Danimarca, Germania e Olanda possono considerare di aver raggiunto l'obiettivo con 3 anni di anticipo. Per l'Italia il raggiungimento dell'obiettivo sembra difficile da raggiungere: nel 2007 l'energia elettrica rinnovabile prodotta entro i confini nazionali ha soddisfatto il 13,7% del consumo interno lordo (C.I.L.).

Fig. 5.2 - Quota rinnovabile rispetto il C.I.L. complessivo di energia elettrica nell'UE - 15 e suo confronto con gli obiettivi fissati dalla Direttiva 2001/77/CE



Fonte: GSE (2008)

Per centrare questo obiettivo ci sono diverse alternative:

- 1- ridurre drasticamente l'importazione di energia elettrica rinnovabile applicando la "garanzia di origine". In questo scenario, se tutta l'energia elettrica importata nel 2007 fosse invece prodotta in Italia, la percentuale di riferimento salirebbe al 23,6%, raggiungendo quindi l'obiettivo concordato con 3 anni di anticipo. Tale opportunità risulta comunque di difficile implementazione, in quanto si discriminerebbero gli Stati Membri diversi dall'Italia, andando contro uno dei principi fondanti il mercato unico comunitario;
- 2- aumentare la percentuale obbligatoria di e.e. da fonte rinnovabile rispetto al totale di e.e. prodotta. Nel capitolo dedicato ai certificati verdi si descriverà questa percentuale e i provvedimenti vigenti in materia. Per ora ci si limita a constatare che la produzione di e.e da impianti IAFR (impianti alimentati a fonte rinnovabile) in esercizio rappresenta, a fine 2007, circa il 29,4% della produzione rinnovabile italiana. Ipotizzando di mantenere il consumo interno lordo di energia elettrica ai livelli del 2007, bisognerà arrivare a 79,24 TWh di

produzione rinnovabile italiana nel 2010 per raggiungere l'obiettivo UE. Nel 2007 si sono prodotti 49,4 TWh di energia elettrica da fonte rinnovabile. Mancano quindi circa 30 TWh di e.e. elettrica da fonte rinnovabile da produrre tra il 2008 e il 2010 per soddisfare l'obiettivo della Direttiva 2001/77/CE. Nell'attuale panorama legislativo, i nuovi impianti a fonte rinnovabile vengono realizzati per diventare IAFR, beneficiando dei certificati verdi, oppure per percepire la tariffa unica incentivante (es. fotovoltaico o altre FER quando verranno diramati i decreti attuativi della Finanziaria 2008). D'altro canto ci sono impianti a fonte rinnovabile in fase di dismissione (impianti CIP6). Si ipotizzi quindi di mantenere l'e.e. convenzionale soggetta all'obbligo ai livelli del 2006 (190,8 TWh), alla quale si applica la percentuale obbligatoria del 3,05% (5,8 TWh); a questa si aggiunga la maggior quota percentuale di e.e. rinnovabile pari al 2,8% (0,7% di incremento annuo dal 2007 al 2010), per un totale di 5,34 TWh ($190,8 \times 2,8\%$). Al totale di e.e. elettrica da IAFR (5,8 + 5,34), pari a 11,14 TWh, si deve sottrarre la minor produzione rinnovabile dalla dismissione degli impianti CIP6. La produzione rinnovabile da CIP 6 nel 2007 ammonta a 8,2 TWh, con un calo medio del 14,4% negli ultimi 3 anni. Ipotizzando un calo del 10% annuo, ($8,2 \text{ TWh} \times 0,9^3 =$) 5,978 TWh, con un calo stimato di circa 2,2 TWh da fonte rinnovabile a causa della chiusura degli impianti CIP 6. Riassumendo, al fine di raggiungere l'obiettivo UE del 22% di produzione elettrica lorda sul CIL, a fronte di un aumento richiesto di produzione interna di energia elettrica rinnovabile stimato pari a 30 TWh entro il 2010, l'attuale sistema legislativo in vigore sulle rinnovabili permetterebbe di aumentare l'energia elettrica prodotta internamente di sole di 3,14 TWh ($= 5,34 - 2,2$), nelle ipotesi indicate. Rimane quindi uno sbilancio di circa 27 TWh di e.e. da fonte rinnovabile che deve essere prodotta in Italia. Al 31-12-2007 circa 35 TWh erano previsti a progetto: si tratta di stabilire quanti di questi cantieri verranno poi messi in effettivo esercizio. Molto probabilmente, considerato il ribasso del prezzo dei CV nel corso del 2008, le scelte degli operatori saranno determinate in modo decisivo dall'applicazione della tariffa unica incentivante.

5.2 Energie rinnovabili destinate alla produzione di calore.

Come indicato in precedenza, per l'Italia non esistono degli obiettivi precisi, concordati in sede Europea, per lo sviluppo e la diffusione di fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia termica (riscaldamento o raffrescamento). Esistono degli sgravi fiscali²⁶, prorogati fino al 2010, che favoriscono la diffusione delle fonti rinnovabili nella produzione di calore, volti al risparmio energetico, tra cui rientrano i pannelli solari per la produzione di acqua calda, sistemi di cogenerazione e delle caldaie a biomasse (quest'ultime due voci classificate come interventi di riqualificazione energetica degli edifici esistenti. In tabella 5.9 si riporta il limite massimo di detrazione fiscale conseguibile in seguito ad interventi di risparmio energetico. L'assenza di obiettivi concordati in sede europea non rende necessaria la quantificazione delle rinnovabili destinate alle applicazioni termiche e quindi anche la difficoltà a reperire dati attendibili da fonti ufficiali circa il contributo di questo tipo di applicazioni.

Tab. 5.9 - Agevolazioni fiscali per il risparmio energetico

Tipo di intervento	Agevolazione massima
Riqualificazione energetica di edifici esistenti	100.000 € (pari al 55% di 181.818,18 €)
Involucro degli edifici esistenti (pareti, finestre, infissi)	60.000 € (pari al 55% di 109.090,90 €)
Installazione di pannelli solari	60.000 € (pari al 55% di 109.090,90 €)
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale	30.000 € (pari al 55% di 54.545,45€)

Fonte: Agenzia delle entrate

Gruppi di lavoro in sede UE riportano che (tab. 5.10) le biomasse per la produzione di calore sono la fonte rinnovabile più diffusa, pari al 90% delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di calore. Dal punto di vista della crescita annua, le biomasse destinate alla produzione di calore sono aumentate mediamente del 6% tra il 1997 e il 2005, a fronte di una crescita media del 16% per i pannelli solari.

²⁶ Per approfondimenti consultare il sito

http://www.agenziaentrate.it/ilwwcm/resources/file/eb1004034d668fb/GUIDA%20Risp_Energ.pdf

Tab. 5.10 Il contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di calore in Italia

Fonte rinnovabile	1997 (ktep)	2005 (ktep)	Crescita media Annua (%)
Biomassa	1.288	1.893	6%
Solare termico	7	20	16%
Geotermico – inc. Pompe di calore	213	181	-2%
Totale	1.508	2.094	5%

Fonte: Progress – Final report (2008)

Come riportato nell'introduzione alla situazione italiana (tab. 5.10) le biomasse destinate alla produzione di calore sono soprattutto quelle legnose, che rappresentano oltre l'85% dei consumi finali di energia rinnovabile nel settore terziario e civile. Esistono diverse fonti che riportano statistiche o stime circa i consumi di legname destinati all'impiego energetico. L'ISTAT notoriamente riporta le statistiche sull'utilizzo di legname da industria e ad uso energetico²⁷.

Tab. 5.11 Utilizzazioni legnose per combustibile totali e da foresta nelle diverse regioni italiane - Anno 2006 [m³]

REGIONI	Legname per combustibile				Legname totale (industriale e per combustibile)		
	da foresta	% del legname per combustibile totale	Totale	Var.% 06/05 del legname per comb. tot.	% del legname totale	Foresta	Totale
Piemonte	163.100	88,3%	184.639	12%	51%	249.710	360.481
Valle d'Aosta	11.932	93,8%	12.715	21%	76%	15.788	16.655
Lombardia	296.700	84,8%	349.719	-9%	37%	730.356	943.235
Trentino-Alto Adige	425.168	97,9%	434.158	16%	34%	1.248.191	1.265.737
<i>Bolzano-Bozen</i>	238.279	97,0%	245.676	30%	34%	705.129	720.067
<i>Trento</i>	186.889	99,2%	188.482	1%	35%	543.062	545.670
Veneto	191.483	99,7%	192.051	24%	64%	300.639	301.569
Friuli-Venezia G.	74.110	93,4%	79.328	-3%	40%	176.349	198.290
Liguria	72.252	96,5%	74.896	66%	56%	127.627	133.293
Emilia-Romagna	250.117	89,3%	280.044	-4%	60%	261.641	466.071
Toscana	973.179	97,6%	996.862	-20%	82%	1.140.832	1.208.342
Umbria	409.848	96,2%	425.844	-9%	92%	419.816	460.877
Marche	156.052	90,7%	172.012	-2%	98%	156.537	176.187
Lazio	639.662	83,4%	767.000	5%	81%	810.233	942.034
Abruzzo	178.775	92,7%	192.776	21%	96%	184.565	200.779
Molise	128.655	88,7%	144.971	-4%	98%	131.347	147.703
Campania	379.937	92,9%	408.799	17%	69%	552.047	590.968
Puglia	46.955	49,8%	94.330	24%	91%	51.498	103.416
Basilicata	236.079	87,0%	271.411	10%	97%	242.203	280.536
Calabria	378.117	92,7%	407.825	4%	56%	678.515	730.714
Sicilia	32.188	97,2%	33.106	-14%	63%	46.584	52.483

²⁷ <http://www.istat.it/agricoltura/datiagri/foreste/elefor.html>

Sardegna	97.093	72,5%	133.846	1%	95%	103.631	140.762
Italia	5.141.402	90,9%	5.656.332	0%	65%	7.628.109	8.720.132
Nord	1.484.862	92,4%	1.607.550	6%	44%	3.110.301	3.685.331
Centro	2.178.741	92,3%	2.361.718	-10%	85%	2.527.418	2.787.440
Mezzogiorno	1.477.799	87,6%	1.687.064	9%	75%	1.990.390	2.247.361

Fonte: Elaborazione Vicentini su dati ISTAT

I dati Istat, notoriamente, sottostimano la quantità di legna *disponibile* ed *effettivamente consumata*, in quanto:

- a. alcune fonti di produzione di legname non vengono considerate in quanto non oggetto di dichiarazione specifica, come nel caso degli scarti delle lavorazioni boschive, residui di potature, taglio di siepi e filari, legno ad uso industriale poi impiegato per energia, ecc.;
- b. nonostante la disponibilità di dati circa il legname ufficialmente disponibile, parte di esso non è impiegabile in quanto non accessibile o dalla raccolta economicamente non conveniente.

I dati Istat rimangono comunque utili per cogliere i trend di utilizzo. L'Istat quantifica, per il 2006, l'utilizzazione del legname ad uso energetico in 5,7 milioni di metri cubi (tab. 5.11), pari a circa il 65% dei prelievi legnosi verificatesi in quell'anno (8,7 milioni di metri cubi). Rispetto l'anno precedente l'uso del legname da combustibile non è cambiato a livello nazionale, anche se tale fenomeno è la sintesi di andamenti contrastanti tra le diverse aree geografiche d'Italia, e per il 90,9% viene fornito dalla raccolta forestale. Dal punto di vista geografico, l'utilizzo del legname come combustibile è spiccato soprattutto nelle regioni del Centro (85%), anche se in fase di ridimensionamento rispetto l'anno precedente (-10%).

La quantità di legname disponibile è però potenzialmente ben più alta: il Corpo Forestale dello Stato riporta, per il 2007, l'esistenza di circa 1,27 miliardi di m³ di legname boschivo (oltre a 0,075 miliardi di m³ di necromassa legnosa), pari a circa 874,4 milioni di tonnellate di fitomassa arborea epigea vivente (sostanza secca costituita da fusto, rami grossi, ramaglia e ceppaia), con una concentrazione media di circa 145 m³/ha ovvero 99,8 ton/ha di sostanza secca legnosa epigea. Annualmente l'incremento di volume è pari a 35,9 milioni di m³ di legname boschivo. Calcolando un peso specifico medio del legname secco di 0,6885 ton/m³, si stima un incremento annuo in

peso di 24,7 milioni di ton. La superficie forestale italiana, secondo il Corpo Forestale, è pari a 10,47 milioni di ettari, pari al 35,3% della superficie totale italiana.

Per avere invece idea circa il reale consumo di legna ad uso energetico in Italia, visto che il principale utilizzo si verifica nel settore terziario e civile, può essere utile riferirsi all'indagine APAT-ARPA Lombardia²⁸ svolta su un campione di 5000 famiglie nel corso del 2006 (tab. 5.12).

Tab. 5.12 - Consumi di legna per area geografica

	Abitazioni	%	Consumi di legna [t]	%	Consumo medio per abitazione [t/anno]
Piemonte/Liguria/Valle D'Aosta	480.115	10,8	2.268.662	11,9	4,7
Lombardia	594.396	13,4	2.034.035	10,6	3,4
Triveneto	656.140	14,8	3.112.048	16,3	4,7
Emilia Romagna	271.260	6,1	932.336	4,9	3,4
Toscana/Marche/Umbria/Sardegna	752.458	17,0	3.461.665	18,1	4,6
Lazio	404.453	9,1	1.707.416	8,9	4,2
Abruzzo/Molise/Campania/Puglia	782.329	17,7	3.350.698	17,5	4,3
Calabria/Basilicata/Sicilia	491.269	11,1	2.252.622	11,8	4,6
Italia	4.432.419	100	19.119.481	100	4,3

Fonte: APAT – ARPA Lombardia

Tale indagine, anche se priva di valore statistico, permette di effettuare alcune considerazioni:

- a- si stima un consumo annuo di legna da combustibile per circa 19 milioni di tonnellate in Italia, con un consumo medio per abitazione di 4,3 ton/anno;
- b- le regioni del centro-sud Italia presentano il maggiore impiego di legname destinato alla produzione energetica
- c- i consumi medi per abitazione sono più alti nei comuni con meno di 5.000 abitanti, nelle zone di montagna e dove la tipologia costruttiva è una cascina o una villa mono-familiare;
- d- i risultati dell'indagine suggerirebbero che la quota di PM10 derivante dalla combustione della legna nel settore terziario e domestico è stimato pari al 30% delle emissioni riferite al 2004; questo non toglie che i combustibili legnosi siano neutri dal punto di vista energetico e delle emissioni di gas serra, considerando che il particolato è solo uno degli agenti inquinanti l'atmosfera;

²⁸ http://www.apat.gov.it/site/files/Pubblicazioni/Stima_dei_consumi_di_legna_da_ardere.pdf

e- complessivamente l'impiego dei combustibili legnosi in Italia ha permesso di evitare l'immissione in atmosfera di circa 9,7 milioni di tonnellate di CO₂, pari al 2% dell'anidride carbonica emessa in Italia nel 2005.

Altre fonti (Pettenella²⁹), partendo dall'indagine APAT-ARPA Lombardia, stimano un prelievo interno di biomasse legnose per circa 25 milioni di tonnellate, conteggiando anche la quota di biomassa destinata al settore industriale; considerando anche l'economia sommersa legata al settore forestale, i prelievi vengono stimati, dalla stessa fonte, attorno a 50 milioni di tonnellate.

Confrontando quindi la stima dell'incremento di biomassa legnosa boschiva sulla base dei dati del Corpo Forestale (24,7 milioni di t) con sulla stima dei consumi basata sull'indagine APAT-ARPA Lombardia (~25 milioni di tonnellate, si può affermare che i prelievi di biomassa legnosa per il settore industriale, dei servizi e civile sono dello stesso ordine di grandezza della crescita forestale annua italiana.

5.3 Energie rinnovabili destinate alla produzione di biocarburanti

Parlare di biocarburanti in Italia, come per la maggior parte dell'Unione Europea, significa riferirsi principalmente al biodiesel ottenuto da oli vegetali; esistono Stati membri in cui viene consumato bioetanolo come biocarburante, ma questo non è il caso dell'Italia, la quale riversa altrove la propria produzione. Esiste un terzo tipo di biocarburante, il cosiddetto biometano, ovvero biogas purificato dall'anidride carbonica (e altri inquinanti minori), per la produzione di gas naturale per l'alimentazione dei mezzi di trasporto: si tratta di applicazioni ancora poco diffuse per poter dire di aver superato la fase prototipale. In questo paragrafo quindi ci si limiterà alla trattazione del biodiesel nel contesto italiano

²⁹ <http://www.tesaf.unipd.it/pettenella/index.html>

5.3.1 Il panorama legislativo italiano sui biocarburanti

L'importanza dei biocarburanti a livello europeo è iniziata con la Direttiva n° 2003/30/CE dell'8 maggio 2003, che prevede il raggiungimento per ogni Stato membro di obiettivi indicativi di sostituzione dei carburanti derivanti dal petrolio con biocarburanti e/o altri carburanti da fonti rinnovabili sulla base del contenuto energetico, per una quota pari al 2% nel 2005 fino al 5,75% nel 2010.

L'Italia ha recepito questa Direttiva con il decreto legislativo n. 128 del 30 maggio 2005 stabilendo, in un primo momento, obiettivi indicativi nazionali più bassi (pari rispettivamente all'1% entro il 31 dicembre 2005 e al 2,5% entro la fine del 2010) che sono stati successivamente riportati a valori sostanzialmente uguali a quelli della Direttiva Europea con la legge n. 81 dell'11 marzo 2006, che obbliga i distributori di carburante a immettere sul mercato benzina e gasolio contenenti percentuali crescenti di biocarburanti (fino al 5% nel 2010) a partire dal 1 luglio 2006.

Storicamente, in Italia, la spinta più forte allo sviluppo dei biocarburanti non deriva dallo sviluppo di politiche energetiche, ma è sempre stata quella di tipo ambientale. Il "Libro Bianco sulle fonti rinnovabili" approvato dal Cipe (Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) nel 1999 afferma che: "Il particolare interesse verso la filiera dei biocombustibili (bioetanolo, biodiesel...) è collegato alla necessità di individuare soluzioni praticabili per il contenimento dell'inquinamento, soprattutto nelle grandi città, causato dai combustibili fossili usati per i trasporti. Il traffico stradale è, infatti, responsabile per il 93% delle emissioni di ossido di carbonio, il 60% di quelle di idrocarburi e ossidi di azoto, il 12% di anidride carbonica; i bio-combustibili, di contro:

- sono di origine vegetale e quindi non contribuiscono all'emissione di anidride carbonica nell'atmosfera;
- non contengono zolfo;
- contengono ossigeno nella loro molecola consentendo una significativa riduzione delle emissioni di monossido di carbonio e di composti incombusti;
- evitano l'emissione di altre sostanze nocive associate alla combustione di combustibili fossili;
- sono totalmente biodegradabili."

Sia la direttiva europea, sia il decreto legislativo n. 128/2005 contengono un lungo elenco di prodotti potenzialmente utilizzabili come biocarburanti:

- a) bioetanolo: etanolo ricavato dalla biomassa ovvero dalla parte biodegradabile dei rifiuti, destinato ad essere usato come biocarburante;
- b) biodiesel: estere metilico ricavato da un olio vegetale o animale, di tipo diesel destinato ad essere usato come biocarburante;
- c) biogas carburante: gas combustibile ricavato dalla biomassa ovvero dalla parte biodegradabile dei rifiuti, che può essere trattato in un impianto di purificazione onde ottenere una qualità analoga a quella del gas naturale, al fine di essere usato come biocarburante o gas di legna;
- d) biometanolo: metanolo ricavato dalla biomassa destinato ad essere usato come biocarburante;
- e) biodimetilere: etere dimetilico ricavato dalla biomassa destinato ad essere usato come biocarburante;
- f) bio-ETBE, etil-ter-butyl-etero: ETBE prodotto partendo da bioetanolo. La percentuale in volume di bio-ETBE considerata biocarburante ai fini del decreto legislativo n. 128/05 è del 47 per cento;
- g) bio-MTBE, metil-ter-butyl-etero: MTBE prodotto partendo da biometanolo. La percentuale in volume di bio-MTBE considerata biocarburante ai fini del decreto legislativo n. 128/05 è del 36 per cento;
- h) biocarburanti sintetici: idrocarburi sintetici o miscele di idrocarburi sintetici prodotti a partire dalla biomassa;
- i) bioidrogeno: idrogeno ricavato dalla biomassa ovvero dalla frazione biodegradabile dei rifiuti destinato ad essere usato come biocarburante;
- l) olio vegetale puro: olio prodotto da piante oleaginose mediante pressione, estrazione o processi analoghi, greggio o raffinato ma chimicamente non modificato, qualora compatibile con il tipo di motore usato e con i corrispondenti requisiti in materia di emissioni

5.3.2 Il panorama legislativo italiano del biodiesel

Il biodiesel è entrato nell'ordinamento giuridico nazionale fin dal 1995 con il Testo Unico delle Accise (Decreto Legislativo 504/95), successivamente modificato dalla legge 23 dicembre 2000, n. 388 (Finanziaria 2001) che prevedeva disposizioni concernenti l'esenzione dall'accisa sul biodiesel e, in particolare, stabiliva, nell'ambito di

un programma triennale, l'esenzione dall'accisa nei limiti di un contingente annuo di 300.000 tonnellate di biodiesel.

Al D. Lgs. 504/95 fu inizialmente data attuazione con il decreto del Ministro delle finanze 22 maggio 1998, n. 219 ; in seguito, visto le successive modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2001 e ad altre novità normative a livello europeo, la materia è stata disciplinata dal Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 25 luglio 2003 n. 256 "*Regolamento concernente le modalità di applicazione dell'accisa agevolata sul prodotto denominato biodiesel*" che ha abrogato le disposizioni del precedente DM n. 219/98. Tale decreto, integrato e modificato dalle successive leggi finanziarie, stabiliva che il *biodiesel*, nell'ambito di un programma triennale di durata dal 1° luglio 2001 al 30 giugno 2004 e nel limite di un contingente annuo di 300.000 tonnellate, era esentato dall'accisa. Il DM definisce quindi la procedura che le aziende produttrici devono seguire per partecipare al programma triennale 2001-2004 e stabilisce i criteri di assegnazione e le disposizioni che le aziende devono osservare, specificando che i quantitativi assegnati annualmente non possono essere ceduti.

In sostanza la produzione del biodiesel è legata a quattro punti fondamentali:

1. *ripartizione delle quote e determinazione del contingente*: il Ministero delle Finanze definisce ogni anno una quota di produzione ripartita fra i diversi soggetti che ne fanno richiesta;
2. *aspetti fiscali*: la produzione e la miscelazione di biodiesel con gasolio o olio combustibile avviene in regime di deposito fiscale e nei limiti del contingente di 300.000 t/anno (ora ridotto a 200.000 t/anno) per l'esenzione dell'accisa; spetta all'agenzia delle dogane effettuare i controlli di "conformità fiscale" sulla base dei parametri indicati nell'allegato al decreto;
3. *commercializzazione ed utilizzo*: è consentita la commercializzazione e l'utilizzo di biodiesel in miscela in percentuale inferiore o uguale al 5% presso utenze in rete o extra rete. E' consentita altresì la commercializzazione e l'utilizzo di biodiesel in miscela in percentuale pari al 25% solo presso utenti extra rete, mentre l'impiego in rete è possibile solamente se vengono rispettate le specifiche della Commissione Tecnica di Unificazione nell'Autoveicolo (CUNA) in corso di emanazione.

4. *caratteristiche merceologiche*: i produttori che intendono partecipare al "progetto pilota" e quindi fruire dell'esenzione dall'accisa, devono presentare una dichiarazione di conformità delle caratteristiche merceologiche del biodiesel alle vigenti norme UNI.

Negli ultimi anni sono stati fatti dei passi più concreti e decisi per favorire lo sviluppo dell'utilizzo dei biocarburanti, anche in seguito all'emanazione della Direttiva n° 2003/30/CE dell'8 maggio 2003.

L'Italia ha recepito questa Direttiva con il decreto legislativo n. 128 del 30 maggio 2005, finalizzato a promuovere l'utilizzo di biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili in sostituzione di quelli diesel o benzina nei trasporti. Esso fissava, in un primo momento, obiettivi indicativi nazionali più bassi rispetto a quelli previsti dalla direttiva europea (pari rispettivamente all'1% entro il 31 dicembre 2005 e al 2,5% entro la fine del 2010). Esso riduceva il regime di defiscalizzazione a 200.000 t/annue (totali biodiesel + bioetanolo), rimandando ad apposite norme ulteriori modalità di promozione. Inoltre introduceva disposizioni per incentivare la destinazione di prodotti agricoli non destinati alla alimentazione alla produzione di biocarburanti e altri carburanti rinnovabili, prevedendo misure incentivanti per la stipula di accordi di filiera con le principali organizzazioni del settore agricolo e del settore dei carburanti per trasporti.

Successivamente, la Legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge finanziaria 2006) introduceva una importante agevolazione per gli imprenditori agricoli, stabilendo che "la produzione e la cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche effettuate dagli imprenditori agricoli costituiscono attività connesse ai sensi dell'articolo 2135, terzo comma, del codice civile e si considerano produttive di reddito agrario." Ciò significa che la produzione energetica degli imprenditori agricoli è attività che gode dei benefici degli agricoltori (defiscalizzazione dei combustibili come oli vegetali, biomassa, ...)

Più recentemente, la legge 11 marzo 2006, n. 81 ha introdotto alcune interessanti disposizioni a favore dei biocarburanti, introducendo l'obbligo per i produttori di carburanti diesel e benzina di immettere al consumo biocarburanti di origine agricola oggetto di un'intesa di filiera, o di un contratto quadro, o di un contratto di programma agroenergetico, in misura pari all'1% dei carburanti diesel e della benzina immessi al consumo nell'anno precedente. Tale percentuale, espressa in potere calorifico inferiore,

è incrementata di un punto per ogni anno, fino al 2010, quando sarà del 5%. In questo modo i valori previsti per l'obbligo di immissione di biocarburanti sono sostanzialmente uguali a quelli della Direttiva Europea.

La Finanziaria 2007 (legge 27 dicembre 2006, n. 296) riprendendo l'idea della legge 81/2006, stabilisce obblighi di utilizzo dell'1% nel 2006, del 2% nel 2007 e indica un obiettivo non vincolante del 5,75% nel 2010. Di più, la stessa legge rinnova per il triennio 2007-2010 lo stanziamento annuo di 73 milioni di euro per lo sgravio parziale del bioetanolo ed estende il contingente defiscalizzato di biodiesel destinato ad essere impiegato in autotrazione in miscela con il gasolio riportandolo a 250.000 t, al quale verrà applicata una aliquota di accisa pari al 20 per cento di quella applicata al gasolio usato come carburante. L'assegnazione di una quota di 70.000 t è subordinata alla stipula di contratti nazionali e comunitari di coltivazione realizzati nell'ambito di contratti quadro o intese di filiera

La finanziaria 2007 ha inoltre esteso l'agevolazione sul reddito per l'imprenditore agricolo che riguardava la produzione di energia elettrica e calorica ampliandola anche alla produzione e cessione di carburanti ottenuti da produzioni vegetali e prodotti chimici derivanti da prodotti agricoli. Deve essere tuttavia rispettato il criterio della prevalenza: le produzioni vegetali da utilizzare devono provenire per almeno il 51% dal fondo agricolo dell'impresa. Quanto previsto costituisce un positivo effetto sull'attività dell'imprenditore agricolo che può attivarsi nel settore della valorizzazione energetica dell'olio vegetale puro sapendo che i redditi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica e dei certificati verdi, dell'olio come carburante e dell'energia termica ottenuta in cogenerazione e dalla combustione diretta dell'olio non sono soggetti ad ulteriori imposte sul reddito, poiché questa attività è considerata agricola e soggetta al reddito agrario che l'imprenditore deve comunque dichiarare per le particelle catastali coltivate. Purtroppo i decreti ministeriali, in particolare quello del MIPAAF che introduce un sistema di certificati per l'utilizzo dei biocarburanti a seconda che siano da filiera nazionale o meno e che siano defiscalizzati o meno e il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) sulle sanzioni per chi non dovesse ottemperare agli obblighi, necessari per rendere applicativo l'obbligo di immissione al consumo come previsto dalla legge Finanziaria 2007, sono stati adottati solo nel corso del 2008. Nel mese di aprile infatti è stato emanato il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico

del 23 aprile 2008, n. 100 recante le sanzioni amministrative per il mancato raggiungimento dell'obbligo di immissione in consumo di una quota minima di biocarburanti, e il decreto del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali del 29 aprile 2008, n. 110, che ha definito criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti, ai sensi dell'articolo 2-quater, comma 2, della legge 11 marzo 2006, n. 81, così come sostituito dall'articolo 1, comma 368, della legge 27 dicembre 2006, n. 296. Si tratta di due provvedimenti normativi a lungo attesi e che contribuiranno alla realizzazione (finalmente) di un mercato nazionale di biocarburanti.

5.3.3 Le caratteristiche tecniche del biodiesel

Il biodiesel si ottiene tramite una reazione di transesterificazione a carico di oli vegetali ottenuti dalla spremitura di semi oleaginosi di colza, soia, girasole, ecc. Essa determina la sostituzione dei componenti alcolici d'origine (glicerolo) con alcool metilico (metanolo) attraverso la rottura della molecola del trigliceride in tre molecole più piccole e meno viscosi.

La sua produzione non genera residui, o scarti di lavorazione: il "sottoprodotto" della reazione di transesterificazione è la glicerina, che può avere un elevato valore aggiunto e della quale sono noti oltre 800 diversi utilizzi.

Il biodiesel può essere utilizzato come combustibile in:

- bruciatori tradizionali per la produzione di energia termica (riscaldamento) tal quale oppure in miscela (generalmente in percentuali dell'ordine del 20-30%);
- motori endotermici statici per la produzione di energia elettrica e termica in mini impianti cogeneranti;
- motori endotermici per la trazione di auto, camion, autobus, trattori agricoli: l'uso dell'olio come biocombustibile presuppone tuttavia specifiche modifiche al motore onde evitare la creazione di danni più o meno gravi.

Per quanto riguarda l'impiego nei motori a ciclo Diesel, il funzionamento e l'usura dei motori e le prestazioni sono del tutto simili a quelle ottenute utilizzando il gasolio tradizionale in termini di resa e affidabilità. Tuttavia, dopo le numerose esperienze effettuate in tutta Europa e negli USA, l'orientamento generale è verso l'utilizzazione in miscela con il gasolio in percentuali non particolarmente elevate (fino al 25-30%), in

quanto l'impiego al 100% ha evidenziato l'esistenza di alcuni problemi di carattere tecnologico, come ad esempio, l'incompatibilità con alcuni materiali plastici (elastomeri) presenti nei motori come costituenti di tubi di passaggio del combustibile e guarnizioni, che possono deteriorarsi provocando l'intasamento degli iniettori e dare luogo a depositi nella camera di combustione. L'utilizzo di opportuni materiali (viton o teflon), negli autoveicoli di costruzione più recente permette di superare questo problema. La miscelazione con il gasolio anche in piccolissime percentuali permette inoltre il miglioramento di alcune caratteristiche del gasolio, come ad esempio l'incremento della *lubricity* (capacità lubrificante) nei gasoli a basso contenuto o senza zolfo.

Da diversi anni la via preferenziale di utilizzazione del biodiesel nel nostro Paese è quella dell'incorporazione di percentuali limitate di biodiesel nel gasolio distribuito liberamente in rete. (Fonte: Assobiodiesel).

Quindi, riassumendo, l'utilizzo del biodiesel in motori per la trazione può avvenire:

- puro al 100% o in miscela con gasolio in qualunque proporzione, in tutti i mezzi di trasporto dotati di motore diesel di recente concezione senza accorgimenti tecnici;
- in miscela al 10% in tutti i mezzi di trasporto dotati di motore diesel di più vecchia produzione, con lievi modifiche da eseguire in officina (sostituzione di guarnizioni e condotti in gomma, eventuali semplici modifiche al circuito di iniezione)
- in miscela con gasolio fino al 25-30% su tutti i mezzi di trasporto dotati di motore diesel, di qualunque età, senza la necessità di accorgimenti tecnici.

Le caratteristiche merceologiche del biodiesel da impiegare nei settori dei trasporti e del riscaldamento sono stabilite dal decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze n. 252 del 25 luglio 2003, che adotta la normativa europea sulla standardizzazione del biodiesel (EN 14213 e EN 14214) e stabilisce esplicitamente che possono essere avviati all'esterificazione oli vegetali senza alcun vincolo riguardo l'origine dei semi oleosi di provenienza. Tale precisazione è estremamente importante in quanto permette alle industrie di produrre biodiesel a partire da miscele di oli di diversa natura (colza, girasole, palma ecc., ma anche oli vegetali esausti di recupero), purché vengano rispettati, per ciascun parametro, i limiti fissati dalla normativa.

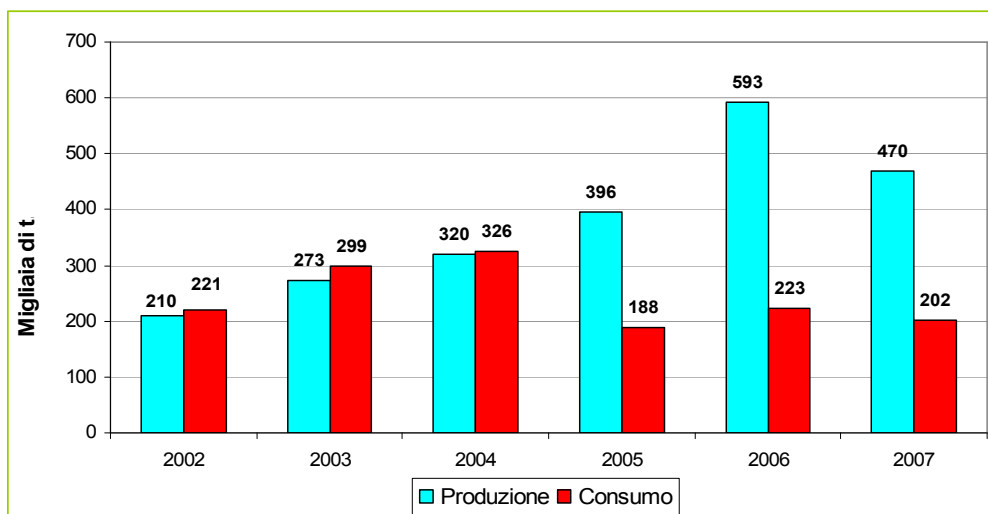
Dal punto di vista ambientale, rispetto al gasolio e agli altri combustibili fossili, il biodiesel non contribuisce all'effetto serra, poiché restituisce all'aria solo la quantità di anidride carbonica utilizzata da colza, soia e girasole durante la loro crescita. riduce le

emissioni di monossido di carbonio (-35%) e di idrocarburi incombusti (- 20%) emessi nell'atmosfera. Le emissioni di anidride carbonica sono particolarmente basse (una riduzione del 78% rispetto al gasolio fossile) e quelle di particolato risultano essere complessivamente il 32% di quelle del gasolio. Non contenendo zolfo, il biodiesel non produce una sostanza altamente inquinante come il biossido di zolfo e consente maggiore efficienza alle marmitte catalitiche; inoltre diminuisce, rispetto al gasolio, la fumosità dei gas di scarico emessi dai motori diesel e dagli impianti di riscaldamento (-70%). Unico aspetto negativo è un leggero aumento delle emissioni di ossido di azoto (NOx) in percentuale prossime al 10%.

5.3.4 Produzione e consumo del biodiesel in Italia

L'Italia ha prodotto nel 2007 circa 470 mila tonnellate di biodiesel, una quota di circa l'8% della produzione europea che la colloca in terza posizione tra i paesi dell'UE a 27 dietro a Germania (50%) e Francia (15%). Tuttavia, l'Italia è uno dei pochi paesi che presentano una situazione di calo sia della produzione che del consumo di biodiesel, che nel 2007 è sceso ad appena 200.000 t (-9% rispetto al 2006), un livello addirittura inferiore a quello del 2002 (fig. 5.3). Questa congiuntura negativa (per i produttori di biodiesel) è in parte dovuta ai prezzi degli oli vegetali, che sono schizzati a livelli più che doppi rispetto al 2006, distogliendo materia prima dal circuito produttivo delle bioenergie. È interessante notare che, a differenza di quanto avviene nell'Unione Europea: il consumo italiano, inizialmente superiore alle quantità offerte sul mercato nazionale, a partire dal 2005 è notevolmente inferiore alle quantità prodotte, mentre in UE si sta registrando una situazione completamente inversa.

Fig. 5.3– Quantità prodotte e consumate di biodiesel in Italia (anni 2002 – 2007)



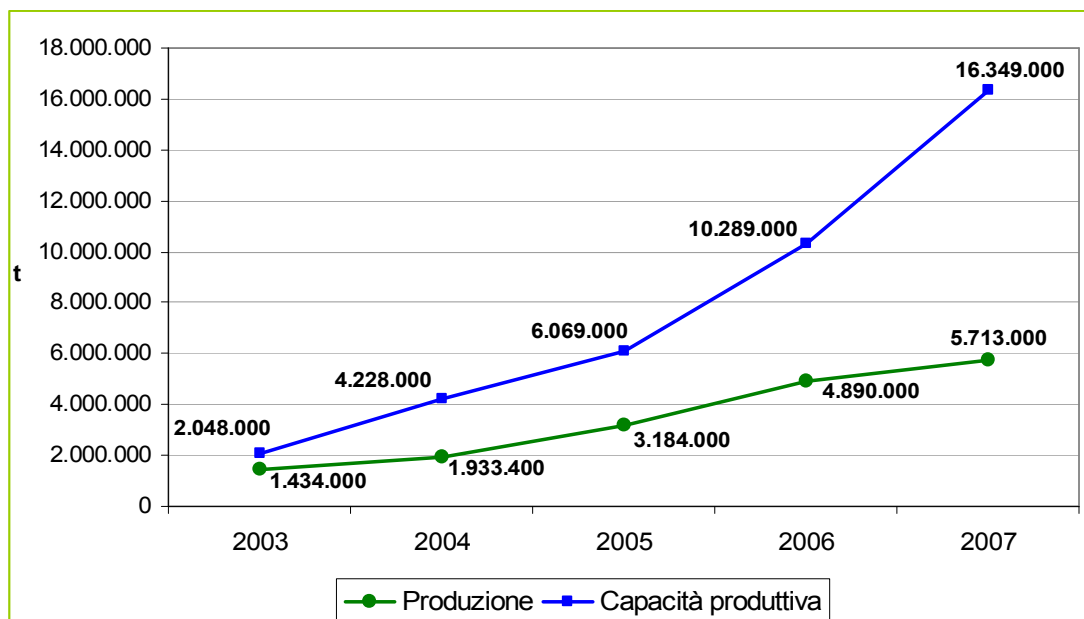
Fonte: ns. elaborazione su dati Euroobserver (2004 -2008) e Assocostieri

Questo può tuttavia costituire una serie di opportunità per gli operatori: in pratica le imprese italiane si trovano ad essere dei fornitori di biodiesel per i consumi di altri paesi dell'Unione.

A parziale conferma di ciò risulta utile analizzare anche l'andamento della produzione rapportato a quello della capacità produttiva mettendo a confronto la realtà comunitaria con quanto avviene in Italia.

In Europa, lo sviluppo della capacità produttiva è sempre avvenuto con tassi di crescita superiori a quello della effettiva produzione realizzata: tutto ciò è giustificabile vista la sempre maggiore domanda di biodiesel presente, per lo più imposta e sovvenzionata dai governi nazionali per rispettare gli obblighi fissati con la direttiva comunitaria n. 30/2003. Nel 2007 la capacità produttiva ha superato i 16 milioni di tonnellate annue e il rapporto tra capacità produttiva e quantità prodotta è pari a 2,8 (fig. 5.4).

Fig. 5.4 – Andamento della capacità produttiva e produzione nell'Unione Europea (anni 2003 – 2007)



Fonte: ns. elaborazione su dati Euroobserver (2008) e EBB (European Biodiesel Board)

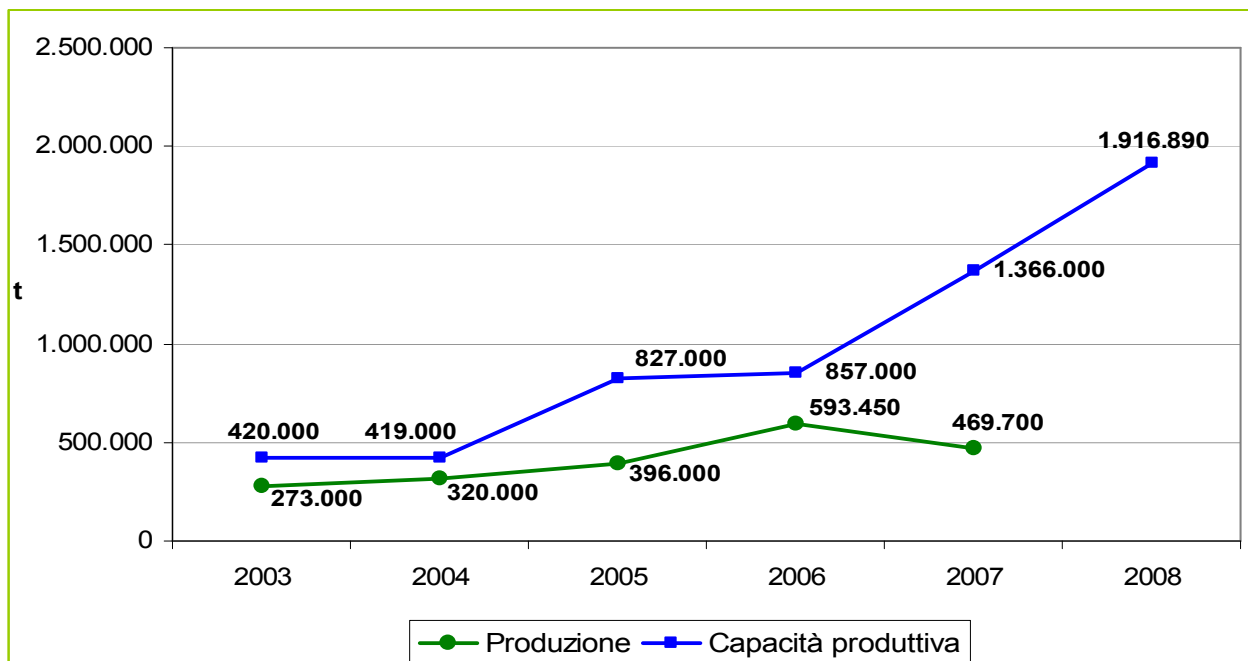
Anche in Italia si è realizzato un continuo aumento della capacità produttiva (fig. 5.5): nel 2008 dovrebbe essere superiore a 1,9 milioni di tonnellate, mentre la produzione viene stimata sugli stessi livelli del 2007 con un rapporto tra la prima e la seconda che sarebbe pari a 4. Addirittura, se si considerano anche gli stabilimenti in fase di realizzazione, la capacità produttiva è destinata a salire fino a oltre 2,7 milioni di tonnellate nei prossimi anni.

Tutto ciò è spiegabile solo in parte con il contestuale sviluppo del mercato interno, dove l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti dovrebbe garantire una domanda di oltre 820 mila tonnellate di biodiesel (o di altri biocarburanti) nel 2008 per salire fino a circa 2,5 milioni di tonnellate nel 2010. In realtà, come abbiamo visto, il consumo di biodiesel è addirittura diminuito e nel 2007, e per ora il continuo incremento della capacità produttiva può ricondursi alla possibilità di cogliere delle opportunità di business sul mercato comunitario. Nel lungo termine, invece (l'orizzonte temporale è fino al 2020), l'attuale capacità produttiva potrebbe rivelarsi non sufficiente per soddisfare la domanda generata dall'obbligo di immissione in consumo: o avverranno ulteriori incrementi oppure si renderà necessario importare biodiesel dall'estero.

Nonostante la diminuzione della produzione e del consumo rispetto al 2006, nel complesso le imprese italiane produttrici di biodiesel hanno fatturato nel 2007 oltre 559

milioni di euro (fonte: Assocostieri), in aumento del 2,5% rispetto all'anno precedente, impiegando oltre 230 dipendenti.

Fig. 5.5 – Andamento della capacità produttiva e produzione effettiva in Italia (anni 2003 – 2008)



Fonte: ns. elaborazione su dati Euroobserver (2004 -2008) e Assocostieri

Secondo i dati di Assocostieri, gli stabilimenti produttivi esistenti sul territorio nazionale erano 18 a tutto il 2007 questi 13 sono già operativi, mentre altri 5 sono in fase di realizzazione e lo diventeranno nei prossimi anni, aumentando di ulteriori 800 mila tonnellate la capacità produttiva italiana. Considerando la distribuzione degli impianti di biodiesel a livello nazionale si possono facilmente evidenziare due aspetti legati alla loro dislocazione territoriale.

Gli stabilimenti produttivi infatti si trovano:

- lungo le coste, in prossimità di porti industriali, per ridurre i costi di trasporto sfruttando i depositi costieri di olio per lo più importato;
- nell'area della pianura padana, (ben 9 impianti su 18 si trovano al Nord Italia) in un'area in cui si produce la maggior parte delle colture proteoleaginose (soia, colza e girasole) a livello nazionale.

La Lombardia è la regione con il maggior numero di impianti (4), seguita dal Veneto, dove si localizzano tre stabilimenti produttivi. La figura 5.6 riporta la distribuzione degli impianti evidenziando la capacità produttiva per regione: Lombardia e Veneto,

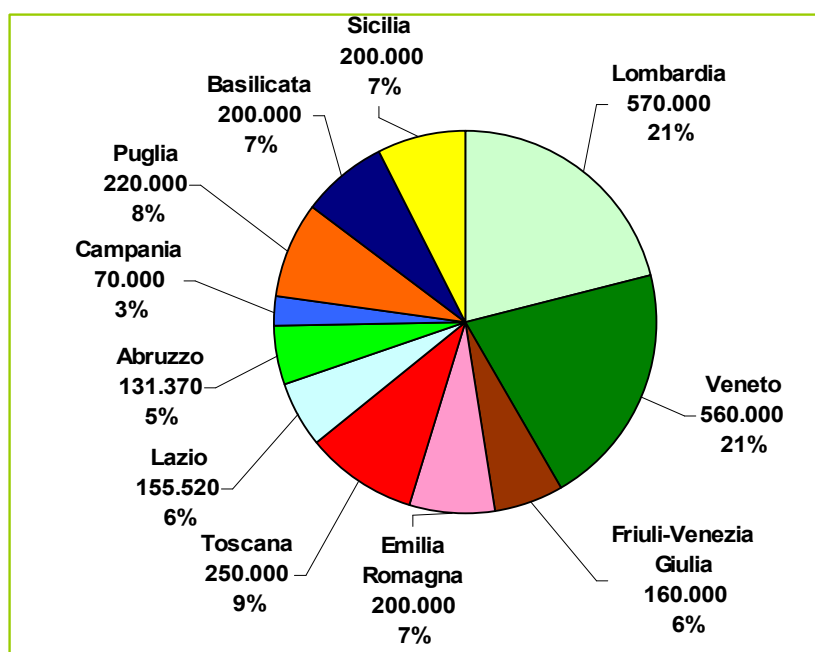
presentano una capacità produttiva praticamente simile (rispettivamente 570 e 560 mila tonnellate di biodiesel), e insieme detengono una quota superiore al 40% della produttività nazionale.

Se si considerano anche le altre regioni del nord Italia (Friuli - Venezia Giulia e l'Emilia Romagna), oltre il 55% di biodiesel producibile in Italia si trova nell'area padana, più vocata alla produzione di colture oleaginose (soia e colza in particolare).

Se potenzialmente la capacità produttiva delle tre aziende con sede nella regione Veneto è di circa 560 mila tonnellate annue di biodiesel, nel 2007 la produzione effettiva non ha superato le 3.000 tonnellate. In teoria, a queste si dovrebbero aggiungere, a livello di competenza, altre 6.300 tonnellate assegnate nell'ambito del contingente riservato ad intese di filiera, che sono state però effettivamente prodotte nel 2008.

Nel 2008 quindi la produzione stimata dovrebbe superare le 27.000 tonnellate, di cui 12.100 assegnate nell'ambito del contingente in riduzione di accisa, un livello comunque inferiore alle potenzialità produttive delle imprese della regione.

Fig. 5.6 – Ripartizione per regione della capacità produttiva di biodiesel in Italia (anno 2008)



Fonte: ns. elaborazione su dati Assocostieri

5.4 Olio vegetale puro

5.4.1 Caratteristiche

L'olio vegetale puro si ottiene attraverso la spremitura a freddo o l'estrazione chimica con solventi dalle piante oleaginose (girasole, colza, soia, ecc.) e successiva filtrazione. A differenza del biodiesel, quindi, che comporta numerosi passaggi di lavorazione intermedia (esterificazione con aggiunta di metanolo, purificazione, distillazione e stabilizzazione chimica), la produzione di olio vegetale puro tramite spremitura a freddo, richiede semplici sistemi di pressatura e può perciò essere effettuata direttamente dall'azienda agricola. Il prodotto di scarto della produzione di olio vegetale puro è rappresentato dal pannello, con un residuo oleoso (4-8% circa) particolarmente adatto all'alimentazione di animali da ingrasso (soprattutto bovini). Gli aspetti legati alla qualità, che deve essere il più possibile costante e standardizzata, sono fondamentali per garantire il corretto funzionamento dei motori e il rispetto dei limiti di emissione; in Germania, per tale motivo, è stato addirittura definito lo standard di qualità per l'olio di colza come biocarburante (DIN V 51605).

5.4.2 Breve quadro normativo

L'olio vegetale puro è stato riconosciuto in Italia come carburante con il Decreto Legislativo 30 maggio 2005 n. 128 che recepisce la Direttiva Europea 2003/30/CE. Esso viene definito "olio prodotto da piante oleaginose mediante pressione, estrazione o processi analoghi, greggio o raffinato ma chimicamente non modificato, qualora compatibile con il tipo di motore usato e con i corrispondenti requisiti in materia di emissioni".

Tuttavia, non essendo stato specificatamente normato, pertanto veniva trattato come il combustibile equivalente che andava a sostituire e veniva gravato da un'accisa piena, come per il normale gasolio di origine fossile. Solo con la Legge Finanziaria 2007 del 21 dicembre 2006 n. 296 sono state approvate delle agevolazioni fiscali volte a renderlo economicamente competitivo e favorirne la crescita, ed è stato introdotto un primo contingente di olio vegetale puro esentato dall'accisa per un importo fino a 1 milione di euro. Tale agevolazione è riservata esclusivamente all'autoconsumo energetico dell'olio nel settore agricolo, nell'ambito dell'impresa singola o associata. Successivamente il

Decreto Legislativo 2 febbraio 2007 n. 26, ha previsto alcune specifiche norme per gli oli a scopo energetico, prevedendo l'esenzione dall'accisa:

- a) per gli oli vegetali non modificati chimicamente, utilizzati nella produzione, diretta o indiretta di energia elettrica in impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica;
- b) per oli di origine vegetale, per l'anno 2007, utilizzati nelle coltivazioni sotto serra;
- c) per gli oli vegetali non modificati chimicamente impiegati in lavori agricoli, orticoli, in allevamento, nella silvicoltura e piscicoltura e nella florovivaistica, la cui assegnazione per i motori agricoli dell'azienda dovrà avvenire con gli stessi criteri utilizzati per il gasolio agricolo agevolato

Un'ulteriore agevolazione è stata introdotta con la legge n. 222 del 29 novembre 2007 (art. 26 comma 4 bis) che prevede che “gli imprenditori agricoli i quali producono oli vegetali non chimicamente modificati e li impiegano per autoconsumo, quale carburante nel parco macchine aziendale fino ad un quantitativo annuo di 5 tonnellate non sono soggetti al regime di deposito fiscale relativo alla produzione, trasformazione e cessione dei prodotti soggetti ad accisa”. Restano invece sottoposti al deposito fiscale gli agricoltori che producono e destinano gli oli vegetali alla produzione di energia elettrica. Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, anche quella generata con motori alimentati con olio vegetale puro può beneficiare dei certificati verdi (che rappresentano il sistema di incentivazione previsto per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati con fonti energetiche rinnovabili) e quindi determinare un importante interesse economico. La legge n. 222/07 sopra citata (art. 26 comma 4 bis) introduce importanti innovazioni, prevedendo la possibilità di beneficiare di certificati verdi “agricoli”, a condizione che le biomasse siano ottenute nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro (artt. 9 e 10 del D.Lgs. 102/2005) oppure da filiere corte nelle quali le biomasse devono essere ottenute in un raggio di 70 chilometri dall'impianto che le utilizza per produrre energia elettrica, autorizzata dopo il 31 dicembre 2007. Gli incentivi si differenziano poi in base alla potenza elettrica dell'impianto. Tali previsioni sembrano essere oggi ulteriormente modificate dal disegno di Legge di conversione del Decreto Legge 3 novembre 2008, n. 171 recante misure urgenti per il rilancio competitivo del settore agroalimentare approvato lo scorso 26 novembre 2008 dal

Senato della Repubblica, e che è stato trasmesso alla Camera dei deputati per la discussione e la successiva approvazione definitiva. Esso infatti abroga la norma presente nella legge finanziaria 2008 (legge n. 244/2007) che faceva salva dalle disposizioni in essa contenuta quanto disposto dalla normativa in vigore (appunto la legge n. 222/2007) per l'utilizzo delle biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli di allevamento e forestali ottenute solo nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro, oppure nell'ambito di filiere corte ottenuti cioè entro un raggio di 70 km dall'impianto utilizzatore. Con la nuova norma quindi viene tolta questa limitazione e anzi, viene proprio eliminata l'intera categoria "biomasse prodotte da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta" dall'elenco presente nella tabella 3 allegata alla finanziaria 2008, che viene sostituita con l'introduzione di una voce più completa costituita da "biogas e biomasse esclusi i carburanti liquidi" per la quale viene introdotta la corrispondente entità della tariffa pari a 28 cent/euro per kWh.

Per quanto riguarda il regime fiscale sul reddito, già la legge finanziaria 2006 aveva stabilito che la produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche, effettuata da imprenditori agricoli, costituisce attività agricola connessa ed è pertanto soggetta a reddito agrario. La legge finanziaria 2007 (n. 296 del 27 dicembre 2006) ha esteso questo beneficio anche alla produzione e cessione di carburanti ottenuti da produzioni vegetali e prodotti chimici derivanti da prodotti agricoli. Deve essere tuttavia rispettato il criterio della prevalenza: le produzioni vegetali da utilizzare devono provenire per almeno il 51% dal fondo agricolo dell'impresa. Quanto previsto costituisce un positivo effetto sull'attività dell'imprenditore agricolo che può attivarsi nel settore della valorizzazione energetica dell'olio vegetale puro sapendo che i redditi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica e dei certificati verdi, dell'olio come carburante e dell'energia termica ottenuta in cogenerazione e dalla combustione diretta dell'olio non sono soggetti ad ulteriori imposte sul reddito, poiché questa attività è considerata agricola e soggetta al reddito agrario che l'imprenditore deve comunque dichiarare per le particelle catastali coltivate.

5.4.3 Produzione e consumo

Il riconoscimento dell'olio vegetale puro (PVO, *pure vegetable oil*) come biocarburante è avvenuto in Italia in tempi relativamente recenti (2005) e la previsione

di agevolazioni fiscali (esenzione dal pagamento dell'accisa) risale al dicembre 2006 (legge finanziaria 2007), con l'obiettivo di rendere il suo utilizzo economicamente conveniente e competitivo. Tutto ciò ha finora impedito l'avvio di una effettiva produzione di olio vegetale puro da utilizzare come carburante per la trazione di veicoli a motore. Anche in Europa, secondo le rilevazioni di EurObserv'ER, la situazione non è difforme da quella italiana: di fatto solo in Germania vi è una produzione di olio vegetale da utilizzare in motori endotermici per la trazione.

Nel 2007, in Europa è stato prodotto e consumato un volume di PVO pari a 753.617 tep, di cui 752.207 tep nella sola Germania e appena 1.410 tep in Irlanda.

Rispetto al 2006, la Germania ha aumentato la produzione del 17,8% (638.484 tep nel 2006), mentre l'Irlanda del 22,7% (da 1.230 tep); i Paesi Bassi invece, che nel 2006 avevano prodotto 1.810 tep di PVO, nel 2007 hanno azzerato completamente la produzione.

Se l'utilizzo del PVO come carburante è ancora poco sviluppato, risulta invece molto diffuso l'uso del PVO in motori statici per la produzione di energia termica e elettrica (cogeneratori). Secondo alcune stime, nel 2006 in Germania il numero di tali impianti era superiore alle 1.800 unità, con una potenza di circa 240 MW (nel 2003 era appena di 12 MW) e un consumo di circa 400.000 t/annue di PVO. Purtroppo a livello europeo non esistono dati ufficiali che descrivano le situazioni esistenti nei singoli stati membri e una loro rilevazione sarebbe eccessivamente onerosa. In Italia la fonte ufficiali di dati che indica l'utilizzo dell'olio vegetale per la produzione elettrica e termica è il Gestore Servizi Elettrici S.p.A. (GSE), sorto dalla fusione tra il GRTN (Gestore della rete di trasmissione nazionale) e la società Terna –Rete Elettrica Nazionale S.p.A.

Dai dati divulgati attraverso il sito internet (www.grtn.it) risulta che in Veneto, al 30 giugno 2007, gli impianti in esercizio erano 105 (il 9% del totale nazionale) e 54 quelli in progetto. Circa un anno dopo, a fine maggio 2008, gli impianti in esercizio erano 119, essendo entrati in funzione 12 degli impianti in progetto: il tasso di crescita annuo è pari dunque all'11% circa.

Degli impianti in esercizio localizzati sul territorio regionale, la maggior parte (70%) è costituita da impianti che utilizzano quale fonte la risorsa idrica, mentre sono solo 2 quelli che utilizzano i biocombustibili liquidi (nemmeno il 2% degli impianti in esercizio). La potenza complessiva degli impianti in esercizio è 1.180 Mw, per il 56%

generata da impianti di combustione dei rifiuti (CDR) e per il 40% circa da impianti idroelettrici. La potenza generata dagli impianti che utilizzano biocombustibili liquidi è appena di 0,67 Mw (0,1% della potenza complessiva degli impianti veneti a fonte energetica rinnovabile).

Entrambi gli impianti a biocombustibili liquidi sono alimentati ad olio vegetale puro: il consumo è di circa 1.100 t/annue e attualmente viene utilizzato olio di palma importato. Lo scenario futuro sembra molto positivo per lo sviluppo di questa fonte di energia rinnovabile. Secondo il GSE, infatti, vi sono 82 impianti a progetto che entreranno in funzione nei prossimi tre anni: di questi, 21 (circa il 26%) funzioneranno a combustibili liquidi e 36 (44%) saranno impianti idroelettrici. Tuttavia, se si considera la potenza totale degli impianti a progetto (complessivamente poco inferiore a 270 Mw), ben il 72% proverrà proprio dagli impianti che prevedono l'impiego di combustibili liquidi.

6. IL MERCATO DEGLI OLI VEGETALI

6.1 Introduzione

Nei capitoli precedenti si è tentato di dare un quadro complessivo circa i diversi impieghi cui sono soggette le fonti rinnovabili.

Il quadro che complessivamente ne emerge, a livello europeo, è che l'impiego più diffuso per le fonti energetiche rinnovabili consiste nel produrre energia elettrica e calore; il settore in cui risulta più difficile l'adozione di energie rinnovabili è il settore dei trasporti, nel quale le attuali tecnologie prevedono l'impiego del biodiesel (in Europa) o dell'etanolo (in Brasile e Stati Uniti) a partire, rispettivamente, da oli vegetali e canna da zucchero/mais: si tratta dei cosiddetti biocombustibili di *prima generazione*, per distinguerli da quelli *seconda generazione* (non ancora diffusi) che tentano, in generale, di poter utilizzare materia prime più economiche e abbondanti anche alle medie latitudini. A questa difficoltà "tecnica" si aggiunge una prospettiva in cui è proprio il settore dei trasporti, nel prossimo futuro, ad essere il maggior responsabile circa l'aumento delle emissioni ad effetto serra.

In Europa si concentra la produzione $\frac{3}{4}$ della produzione mondiale di biodiesel, ovvero il biocarburante destinato ad alimentare i motori ad accensione spontanea e ottenuto a partire dagli oli vegetali; in particolare, in Italia si è verificato che, nel 2007, solo il 25% della capacità produttiva di biodiesel risulta effettivamente impiegata.

Gli oli vegetali vengono utilizzati anche come fonte rinnovabile per alimentare applicazioni stazionarie (cogeneratori e caldaie) destinate alla produzione di energia elettrica e calore, al contrario del bioetanolo che non risulta avere impieghi energetici al di fuori del settore dei trasporti. Non da ultimo, la riconversione di alcuni zuccherifici

italiani³⁰ prevede la realizzazione di centrali termoelettriche alimentate ad oli vegetali dell'ordine di qualche decina di MW. Tuttavia, come risulta dal GSE³¹, tra le centrali alimentate a biomassa spiccano quelle alimentate con biocombustibili liquidi, con il 70% degli impianti al di sotto di 1 MW. Siccome nei capitoli precedenti si è constatato che il bioetanolo viene prodotto in Italia ma non consumato come biocarburante, per esclusione le centrali elettriche di taglia contenuta saranno alimentate perlopiù con trigliceridi o loro derivati, ovvero oli vegetali o biodiesel.

Tutto questo per illustrare le ragioni che inducono ad approfondire il mercato degli oli vegetali tra tutte le fonti rinnovabili possibili:

- a- esistono diverse modalità di impiego, sia come prodotti tal quali che loro derivati, non limitate al solo settore dei trasporti;
- b- l'Europa non è particolarmente competitiva per la produzione di oli vegetali, sia per costo di produzione sia per vocazione territoriale;
- c- L'Europa, e l'Italia in particolar modo, risultano vocate alla trasformazione e all'impiego degli oli vegetali. Il motivo per cui si sia sviluppata tale specializzazione risiede molto probabilmente nelle scelte di politica energetica iniziate con la direttiva europea sui biocombustibili³²: infatti l'incremento medio annuo di produzione registrato prima del 2003 è stato in media pari al 26,4%, mentre successivamente (2003-2007) è salito al 42,5% (fig. 6.1). Allo stesso modo anche i paesi produttori di oli vegetali sono interessati al mercato europeo per gli obiettivi di politica energetica adottati dalla UE, inducendoli a pensare a se stessi come fornitori di carburanti rinnovabili e non solo di commodity, come riportato nei precedenti capitoli.

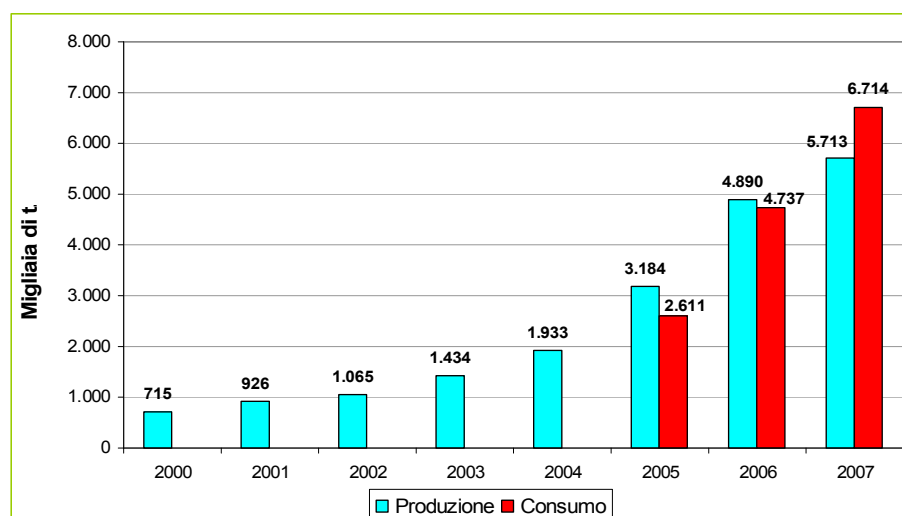
Nella restante parte del capitolo si descriverà il mercato degli oli vegetali, soprattutto su scala mondiale, con riferimenti sia in termini di quantità che di prezzo. Il successivo paragrafo farà un cenno sulle differenze di costo di produzione degli oli vegetali tra le diverse zone del mondo. Sulla base delle considerazioni del presente capitolo, nel capitolo successivo si analizzerà quindi la trasmissione spaziale dei prezzi nel settore degli oli vegetali.

³⁰ Gnudi, G. (2007). *Riconversione degli zuccherifici, qualcosa di nuove*. Terra e Vita n.34-2007, pag. 19

³¹ Gestore dei Servizi Elettrici (2008). *Incentivazione delle fonti rinnovabili con il sistema dei certificati verdi*. Bollettino aggiornato al 30/06/2007.

³² Direttiva 2003/CE/30 del 8 maggio 2003

Fig. 6.1 – Quantità prodotte e consumate di biodiesel nell'Unione Europea (anni 2000 – 2007)



Fonte: ns. elaborazione su dati Euroobserver (2004 - 2008) ed EBB (European Biodiesel Board)

6.2 Il mercato mondiale degli oli e dei grassi

Di seguito si illustrerà il mercato mondiale degli oli e dei grassi tenendo presente che gli oli vegetali sono solitamente di consistenza liquida a temperatura ambiente nelle medie latitudini (ad eccezione di una frazione dell'olio di palma, chiamata *stearina*, che ne costituisce circa il 40% di quanto si ottiene in natura dalla pressatura meccanica), mentre i trigliceridi di origine animale hanno perlopiù consistenza solida (perciò indicati come grassi), ad eccezione dell'olio di pesce. Una nota sui prodotti che si possono estrarre dalla palma da olio: mentre dal mesocarpo si estrae l'olio di palma, dall'endocarpo (ovvero il seme vero e proprio) si ottiene il palmisto (o Palm Kernel Oil in inglese). A sua volta l'olio di palma si compone di due frazioni, l'*oleina*, liquida a temperatura ambiente, e la *stearina*, solida. L'esposizione inizierà dall'offerta, per poi descrivere la domanda ed infine parlare dei prezzi nel mercato internazionale.

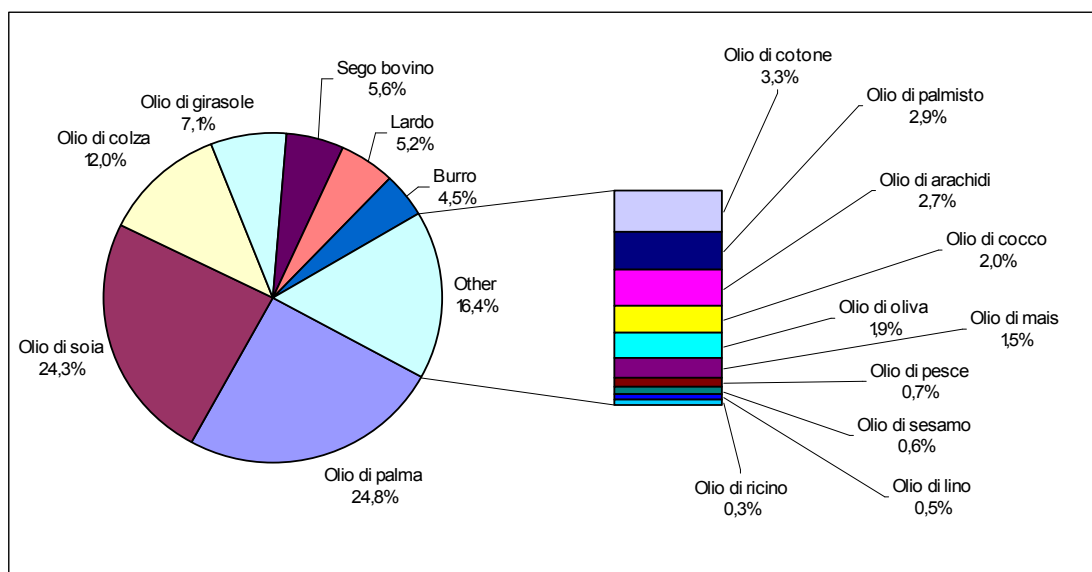
6.2.1 L'offerta di oli vegetali

L'offerta (in senso economico) di un bene viene definita come la quantità che in un mercato può essere fornita al variare del prezzo del bene stesso. Quindi sul mercato l'offerta si compone dalla quantità prodotta del bene stesso (nel caso l'entità geografica a cui ci si riferisce sia una produttrice); per i paesi che non producono un determinato

bene, come per es. l'olio di palma, l'offerta è internazionale e rappresentata dalle quantità esportate dai paesi produttori (es. Indonesia e Malesia).

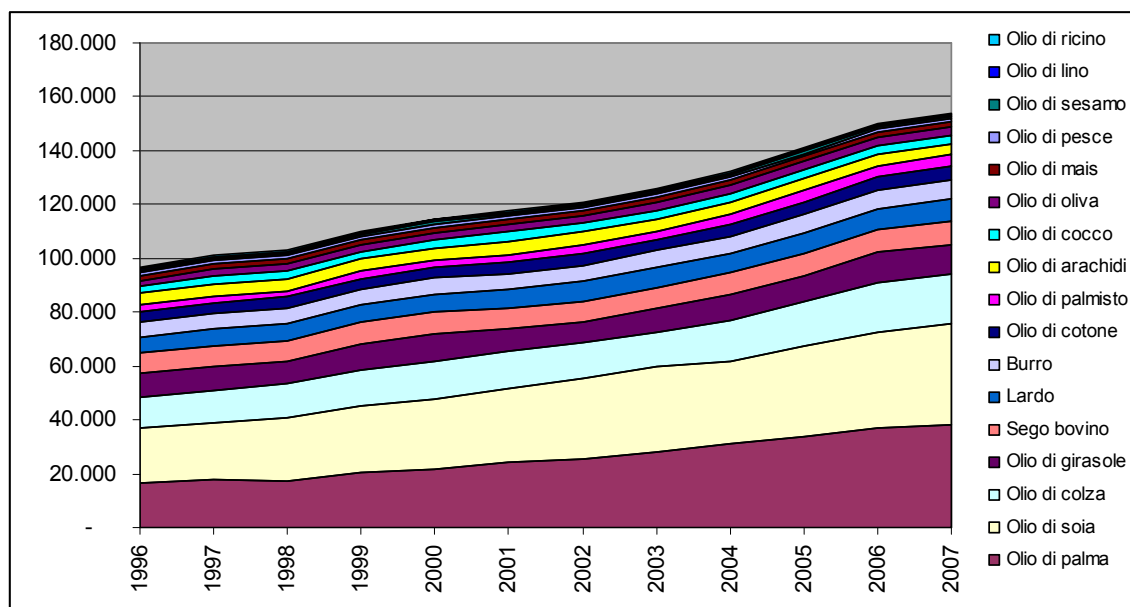
La produzione mondiale degli oli vegetali e dei grassi animali è risultata, nel 2007, pari a 154 milioni di tonnellate annue (vedi tab. 6.A.1), provenienti per quasi l'84% da fonte vegetale e solo per il 16% circa da fonte animale; undici anni prima la proporzione era rispettivamente di 79% e 21%. Il trend quindi sta portando ad un ridimensionamento del peso relativo della fonte animale, principalmente a causa di un boom, in valore assoluto, nella produzione di oli vegetali: a fronte di un aumento complessivo della produzione nel settore pari al 59,1% (1996-2007, vedi fig. 6.3), le crescite maggiori si sono registrate per l'olio di palma (+134,9%), l'olio di palmisto (+111,1%), l'olio di soia (+84,4%) e l'olio di colza (+61,3%); gli unici trigliceridi diminuiti, in termini assoluti, nel periodo in analisi sono l'olio di pesce (-20%, probabilmente a causa della riduzione del pescato) e l'olio di arachidi (-8,9%). L'aumento del peso relativo della produzione degli oli vegetali è probabilmente da ricondurre anche alla considerazione che essi vengono prodotti in abbondanza in zone non sviluppate o in via di sviluppo, dove quindi il reddito medio pro-capite non è elevato e quindi non sono molto diffusi gli allevamenti zootecnici. E' da sottolineare il fatto che mentre nel 1996 l'olio di soia era l'olio più prodotto nel mondo con una quota del 21%, nel 2007 il primato spetta all'olio di palma, anche se con un vantaggio di poco superiore all'olio di soia. Infatti (vedi fig. 6.2) gli oli prodotti maggiormente nel mondo nel 2007 sono risultati essere, circa a parimerito, l'olio di palma e di soia, con una share rispettivamente di 24,8 e 24,3% della produzione mondiale; seguono l'olio di colza (12%) e di girasole (7,1%); in ordine di importanza produttiva si trovano i trigliceridi di origine animale, il sego bovino e il grasso suino, con un peso relativo sulla produzione mondiale del 5,6 e 5,2% rispettivamente.

Fig. 6.2 Produzione mondiale per tipologia di olio nel 2007



Fonte : Elaborazione Vicentini su dati Oil World Annual & Oil World Weekly (1996-2007)
MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil.

Fig. 6.3 Evoluzione della produzione mondiale per tipologia di olio nel 2007



Fonte : Elaborazione Vicentini su dati Oil World Annual & Oil World Weekly (1996-2007)
MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil.

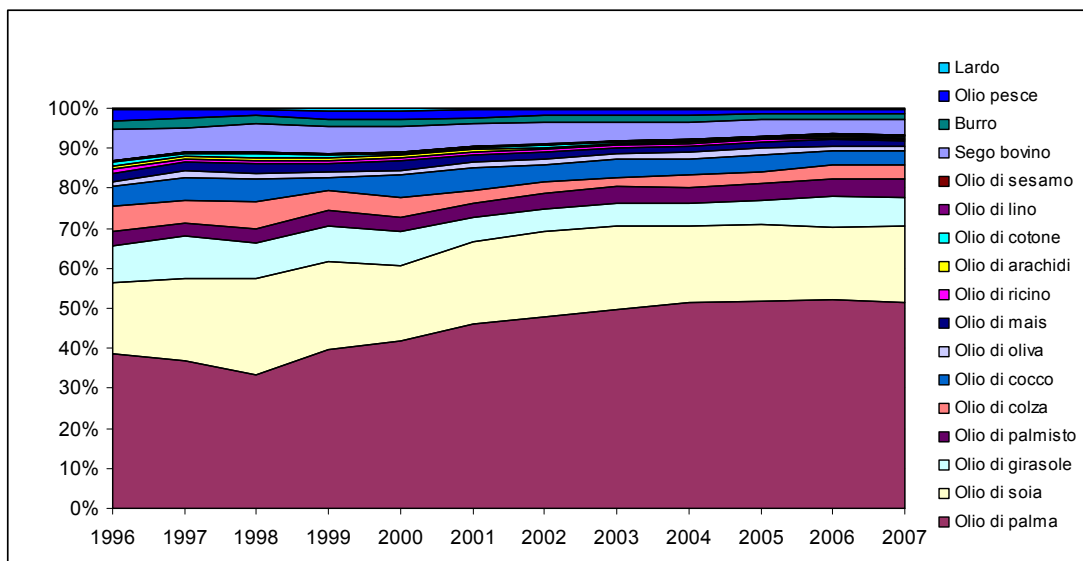
Le prime 5 entità amministrative produttrici di oli e grassi, nel range di 15/20 milioni di ton all'anno (vedi tab. 6.A.2), concentrano oltre il 60% della produzione mondiale: in ordine decrescente si trovano Cina (12,8% della produzione mondiale), Europa (12,7%), Indonesia (12,6%), Malesia (11,5%) e Stati Uniti (11,0%). Nel periodo 1996-2007 gli

aumenti più consistenti nella produzione di oli e grassi si sono verificati in Indonesia (+240%), Cina (+106%), Argentina (+99%), Malesia (+85%) e Pakistan (+76%). Mentre per il sud-est asiatico tali aumenti sono da imputare principalmente all'olio di palma, in Argentina l'aumento è da ricondursi principalmente all'olio di soia; per gli altri paesi l'aumento di produzione è probabilmente più variegato, in relazione anche alla vocazione territoriale.

Prendendo in considerazione l'export degli oli e dei grassi, si nota che nel 2007 esso costituisce il 37,6% della produzione mondiale, in aumento rispetto il 28,7% che si registrava nel 1996: questo indica quindi che l'aumento di produzione è stato in parte rivolto a soddisfare maggiormente i mercati esterni a quello di produzione. In particolare circa il 52,6% dell'incremento di produzione realizzato tra il 1996-2007 è stato indirizzato all'export (vedi tab. 6.A.2 e 6.A.3). Come riportato in fig. 6.4 l'olio di palma è il trigliceride che storicamente è più esportato nel mondo, seguito dall'olio di soia. Questa è una considerazione da sottoporre a chi si oppone all'impiego dell'olio di palma per la produzione energetica in quanto è di importazione: prima della politica UE sui biocombustibili (cioè ante-2003) l'olio di palma prodotto veniva comunque esportato in buona parte, prima ancora che si pensasse ad un eventuale utilizzo energetico. A conferma di ciò in fig. 6.5 si conferma che i maggiori esportatori di oli o grassi nel mondo sono proprio quelli che producono olio di palma (Indonesia e Malesia), che rappresentano insieme il 51% delle esportazioni mondiali. Confrontando tab. 6.A.2 con tab.6.A.4 si può notare che esiste un trend negli oli e nei grassi in cui la produzione relativa indonesiana aumenta a spese di quella malese, ma il primato dell'export rimane comunque alla Malesia, anche se di poco: parte dell'olio indonesiano viene importato e raffinato in Malesia per poi essere riesportato.

Un'ultima considerazione va fatta per l'Unione Europea, oltre che per la Cina, in quanto pur essendo i primi due produttori al mondo di oli e grassi, risultano avere ruoli marginale sull'export degli stessi: le ragioni possono essere le più disparate e in seguito ne affronteremo alcune.

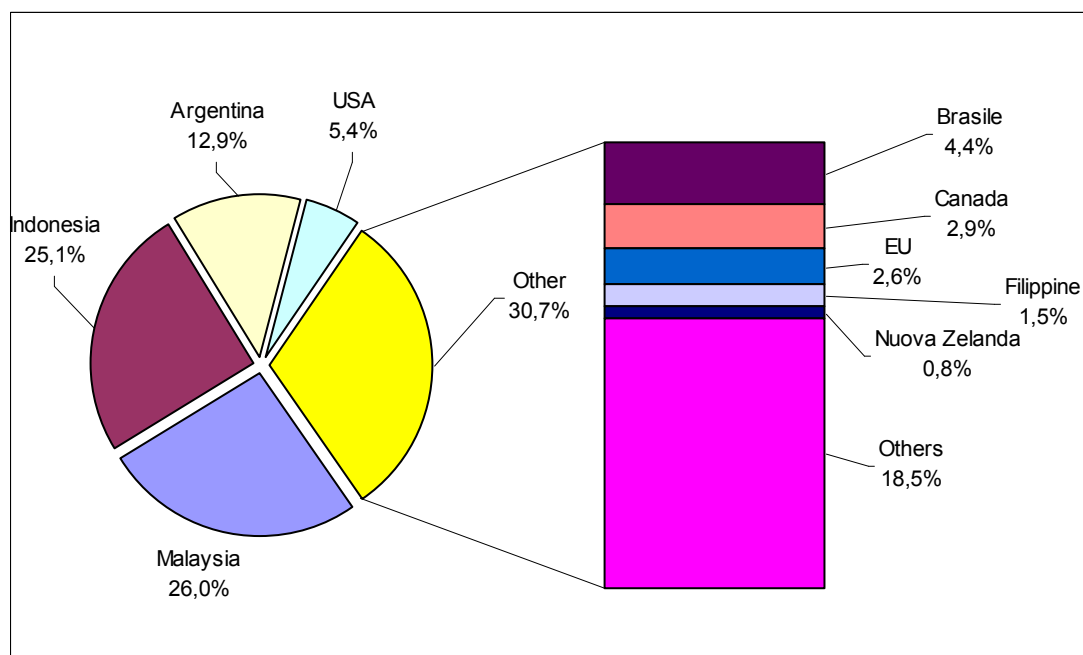
Fig. 6.4 Evoluzione dell'export mondiale per tipologia di olio nel 2007



Fonte : Elaborazione Vicentini su dati Oil World Annual & Oil World Weekly (1996-2007)

MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil.

Fig. 6.5 Composizione dell'export mondiale di oli e grassi per provenienza -2007



Fonte : Elaborazione Vicentini su dati Oil World Annual & Oil World Weekly (1996-2007)

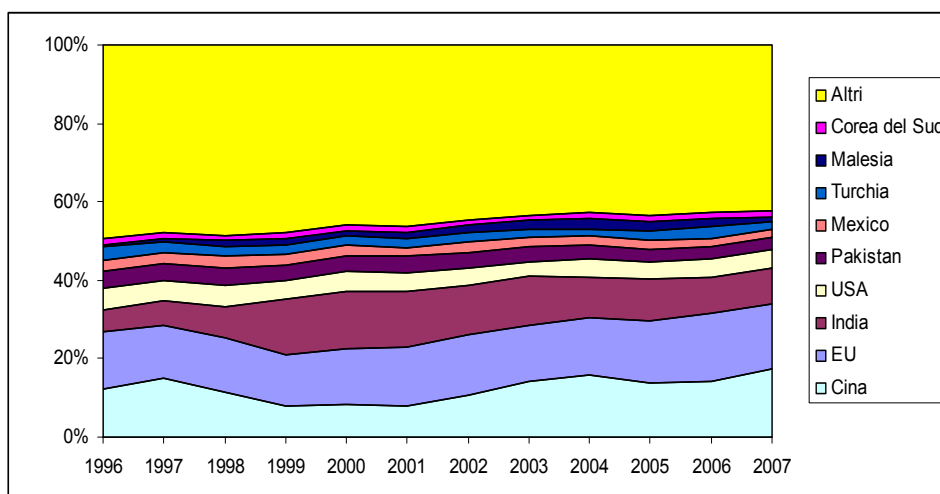
MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil.

6.2.2 La domanda di oli vegetali

I consumi mondiali di oli e grassi rispettano quanto rilevato per l'offerta: gli oli vegetali più consumati sono l'olio di palma e di soia, seguiti da colza e girasole ed infine dai grassi animali (vedi tab. 6.A.5). Più interessante è invece l'analisi dei principali importatori mondiali di oli e grassi (tab. 6.A.7 e fig. 6.6), nella quale si nota che:

- a- le quantità oggetto di importazione nel corso del 2007 sono oltre 58 milioni di ton, pari a circa 1/3 della produzione mondiale di oli e grassi;
- b- circa il 48% delle importazioni mondiali di olio vegetale si concentra in 4 Paesi: Cina (17,3%), Unione Europea (16,9%), India (9,1%) e USA (4,7%). Cina ed Unione Europea, pur essendo i primi due produttori al mondo di oli e grassi, risultano essere anche i maggiori importatori netti degli stessi, un chiaro segno che le produzioni ottenute non sono sufficienti a coprire il fabbisogno interno. Interessante è notare le ampie fluttuazioni della quota relativa di import di Cina e India, al contrario di quelle dell'Unione Europea, che diventano fluttuazioni anche in valore assoluto (vedi tab. 6.A.7). Questo dato è da tenere in considerazione quando si affronterà la della variabilità (e la trasmissione) dei prezzi presenti sul mercato in questione;
- c- esiste una serie di importatori minori, i cui livelli di importazione non sono significativi se considerati singolarmente, ma che insieme rappresentano una quota di circa il 42% sul totale delle importazioni mondiali.

Fig. 6.6 Evoluzione degli importatori di oli vegetale



Fonte : Ns elaborazione su dati Oil World Annual & Oil World Weekly (1996-2007)

6.2.3 I prezzi di mercato degli oli vegetali

Dall'incontro della domanda e dell'offerta scaturisce il prezzo per quel determinato bene, in cui la disponibilità a pagare della domanda eguaglia la disponibilità ad accettare il prezzo proposto in cambio della vendita del bene oggetto di scambio. Il mercato di riferimento internazionale si trova al porto di Rotterdam, in Olanda. Esistono poi una serie di mercati all'origine, dove gli oli e i grassi vengono prodotti, e dei mercati al consumo, laddove invece si concentra la domanda. Nel caso dell'olio di palma, ad esempio, i mercati di produzione si trovano nel sud est asiatico (Malesia e Indonesia), il mercato internazionale a Rotterdam ed infine esistono i vari mercati al consumo sparsi per il mondo. Considerando i prezzi internazionali relativi ai primi 4 oli consumati nel mondo (tutti di origine vegetale: palma, soia, colza e girasole) l'analisi statistica (Tab. 6.A.8) dimostra che, in 10 anni, i prezzi nominali medi più bassi sono relativi all'olio di palma (559,43 US\$/ton), seguito dall'olio di soia (605,06 US\$/ton). Al contrario l'olio di girasole, oltre a quello di colza, presentano il prezzo medio nominale internazionale più alto. Sempre il girasole dimostra di essere l'olio che presenta la maggior oscillazione (varianza pari a 336,93), seguito dal colza. In altre parole, gli oli vegetali che rappresentano l'input per produzione europea di biocarburanti (Assocostieri³³ 2007) sono quelli che presentano la maggiore volatilità. Osservando il loro andamento congiunto, nei 10 anni considerati, si nota che i prezzi nominali sono stati contenuti nel range 250-750 US\$ dal 1998 fino a fine 2005-inizio 2006, mentre successivamente si è assistito ad un rialzo generalizzato che non sembra avere molti precedenti storici, arrivando a superare, anche se di poco, 2000 US\$/ton nel caso dell'olio di girasole. Mentre l'olio di colza e di soia hanno presentato il minor prezzo fino al 2000, dal 2001 è l'olio di palma ad essere diventato più conveniente sui mercati internazionali. Esiste una motivazione tecnica tale per cui l'olio di palma può essere considerato a minor sostituibilità rispetto gli altri oli vegetale: l'olio di palma, se non frazionato, tende ad avere una frazione solida a temperatura ambiente, tale per cui è impossibile poterlo utilizzare come combustibile nel settore dei trasporti a meno di adottare particolari accorgimenti. Anche il biodiesel ottenuto da olio di palma, sulle base delle informazioni ottenute dagli operatori di mercato, ha un prezzo

³³ www.assocostieri.it/presentazioni/19-12-07_Intervento%20Dott.ssa%20Di%20Somma.pps

leggermente inferiore in quanto solidifica a temperature più alte, ponendo delle restrizioni climatiche o stagionali al suo impiego. Le teorie che tentano di illustrare le ragioni dell'andamento dei prezzi riportato in fig. 6.7 sono fondamentalmente due, come riportato da Esposti³⁴ (2008), e si ricollegano all'impatto dei biocarburanti sulle commodity oleose:

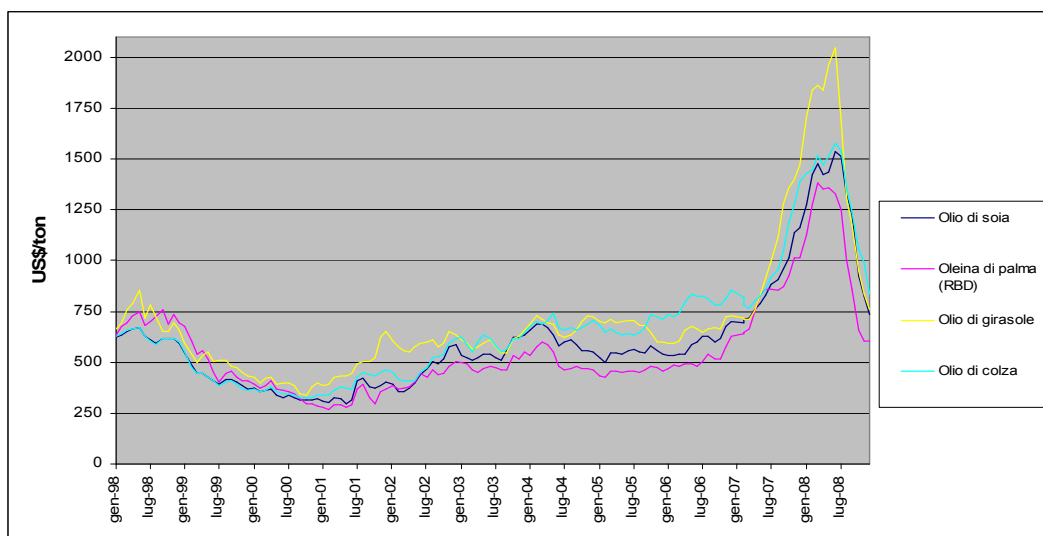
a- "teoria del crimine", in cui si ritiene *criminoso* l'impiego a fini energetici di prodotti suscettibili dell'impiego alimentare. A questo filone si può ricondurre la posizione dell'ONU, della Fao, della Banca Mondiale

b- "teoria degli elefanti", secondo la quale si attribuisce un peso eccessivo alla produzione di biocarburanti come principale responsabile dell'aumento di prezzo delle commodity agricole in genere, trascurando altre cause, probabilmente più importanti (indicate appunto come *elefanti*), quali la crescita della domanda derrate alimentari nei paesi in via di sviluppo, la crescita della domanda di proteine animali, l'effetto del clima sulla produzione di commodities, l'aumento del costo degli input di produzione conseguente al rialzo del prezzo del petrolio.

Nel capitolo successivo si verificherà se e in quale intensità esiste un legame tra il prezzo di principali oli vegetali, materia prima per la produzione di biodiesel, e il prezzo dei combustibili fossili: qualora si dimostrasse qualche legame tra le due serie storiche, i sostenitori della "teoria del crimine" avrebbero un elemento in più a supporto delle loro argomentazioni: si dimostrerebbe in modo empirico che il rialzo del prezzo del petrolio (o dei suoi derivati) ha causato un rialzo dei prezzi degli oli vegetali perché ha aumentato la domanda di biocombustibili (e quindi di oli vegetali per l'Europa, effetto diretto), portando quindi ad una competizione fra usi alternativi (food, feed or fuel) della stessa commodity e determinando quindi un aumento dei prodotti derivati ad uso alimentare e zootecnico (effetto indiretto)

Fig. 6.7 Andamento dei prezzi internazionali dei primi 4 oli e grassi più consumati nel mondo – CIF Rotterdam

³⁴ Esposti R. (2008). *Food, feed and Fuel: biocarburanti, mercati agricoli e politiche*. Gruppo 2013, Working paper n.10, Novembre 2008



Fonte: Ns elaborazione su dati Oil World

6.3 La competitività nella produzione degli oli vegetali

Considerando che i maggiori consumatori di oli vegetali (Cina ed Europa) ne sono anche i maggiori importatori mondiali, verrebbe spontaneo chiedersi il motivo per cui non si producono internamente quanto manca. Si proverà a spiegare tale situazione ricorrendo a qualche principio di microeconomia: ogni imprenditore ha come obiettivo quello di massimizzare il proprio profitto. Considerando un mercato di natura internazionale, prossimo alla concorrenza perfetta, ogni imprenditore si può considerare come un *price taker*, ovvero incapace di influenzare, attraverso le proprie decisioni, il prezzo del mercato in cui opera. All'imprenditore quindi non rimane altro che la possibilità di scegliere se produrre un determinato bene, sapendo che il proprio profitto verrà ottimizzato agendo sui costi di produzione anzichè sui ricavi. In particolare il punto di massimo profitto è quando il prezzo (dato come esogeno) uguaglia i costi variabili di produzione. L'abilità o meno di un imprenditore in condizioni prossime alla concorrenza perfetta, risiede quindi nel minimizzare il costo di produzione. Lo stesso principio può essere applicato ad un territorio o un'area geografica di riferimento, la quale, in condizioni di impossibilità di decidere il prezzo del bene in

questione, risulterà più o meno vocata (in senso economico) alla produzione di un determinato bene in relazione al costo da sostenere per realizzarlo. L'area presa in esame, in relazione a come si posiziona il suo costo di produzione per quel determinato bene, potrà avere una maggiore specializzazione produttiva quanto più riuscirà ad essere competitiva in termini di costo rispetto agli altri paesi produttori. In particolare esistono tre indicatori utili per valutare la competitività di un'area geografica nel produrre un bene:

a- *vantaggio economico*, ovvero si valuta la competitività di un determinato bene confrontando il suo costo medio di produzione rispetto a quello sostenuto dagli altri produttori. Nella sostanza si analizzano i costi di produzione nelle diverse aree geografiche, se ne considera la resa areica di riferimento e quindi si ottiene il costo unitario di produzione: le aree geografiche con il minor costo di produzione unitario saranno quelle in grado di realizzare i maggiori profitti rispetto a chi deve sostenere maggiori costi per la produrre la stessa quantità di bene;

b- *vantaggio comparativo*, in cui si considerano i costi di produzione delle diverse aree di riferimento e, decurtandoli dal prezzo internazionale di riferimento, si individuano le aree che permettono di ottenere i maggiori profitti. Laddove si riscontreranno i maggiori margini di costo-prezzo allora si avrà una maggiore competitività;

c- *vantaggio comparativo rivelato*³⁵, nel quale si confronta lo share dell'export di un determinato bene rispetto l'export mondiale dello stesso prodotto con lo share dell'import dello stesso prodotto rispetto l'import mondiale dello stesso bene:

$$RCA = (E_{ij} / E_j) / (I_{ij} / I_j)$$

dove E_{ij} = valore di esportazione del bene j dal paese i

E_j = valore di esportazione del bene j in tutto il mondo

I_{ij} = valore di importazione del bene j al paese i

I_j = valore di importazione del bene j in tutto il mondo

³⁵ in inglese RCA: Revealed Competitive Advantage

Il valore del RCA, calcolato secondo Balassa³⁶ (1965) può essere maggiore o minore di 1: quando si supera l'unità l'area geografica in questione ha un vantaggio comparativo rivelato. La semplicità di impiego del vantaggio comparativo rivelato si fonda³⁷, oltre alla facile interpretazione, al fatto che in esso si esprime un'informazione sia sul livello di fattori naturali disponibili in quell'area sia il livello di produttività. Lo svantaggio del RCA è che non permette di distinguere tra il livello di risorse disponibili e il perseguimento di politiche commerciali.

Simeh³⁸ (2004) compie un'accurata analisi della competitività dell'olio di colza europeo (riferito a Germania, Francia e Regno Unito) rispetto agli altri 3 principali oli vegetali nel mondo (palma, soia e girasole). In termini di *vantaggio economico*, l'olio di colza europeo è risultato avere lo stesso livello di costo della Cina, ma di essere:

1- più costoso del 64% e del 84% rispetto l'olio di colza prodotto rispettivamente in Canada e Australia;

2- più costoso del 71% e del 147% rispetto l'olio di palma prodotto rispettivamente in Malesia e Indonesia.

L'olio vegetale che risultava avere il minor costo di produzione mondiale risultava essere l'olio di palma prodotto in Indonesia, mentre quello più costoso al mondo è l'olio di soia italiano. In generale quindi l'industria europea degli oli vegetali non risultava essere, nel 2004, tra le 10 più competitive del mondo.

Considerando invece il *vantaggio comparativo*:

1- in assoluto il maggior differenziale costo-prezzo è indicato per l'olio di colza ottenuto in Australia, seguito dall'olio di palma indonesiano e quello di soia argentino e brasiliano;

2- in termini relativi, l'Unione Europea riesce a ottenere mediamente dei profitti pari a circa il 50% di quelli ottenuti dai produttori di olio di colza australiani e canadesi, pari a circa il 60% di quelli ottenuti dai produttori di soia brasiliani e argentini, pari a circa l'80% dei profitti ottenuti dai produttori di olio di palma.

³⁶ Balassa, Bela (1977). *Revealed comparative advantage revisited: an analysis of relative export share of the industrial countries, 1953-1971*. The Manchester School of Economic & Social Studies, 1977, vol. 45, issue 4, pagg. 327-344

³⁷ Batra A., Khan Z. (2005). *Revealed comparative advantage: an analysis for India and China*. ICRIER, Working paper n.168

³⁸ Simeh M.A. (2004). *Comparative advantage of the European rapeseed industry vis-à-vis other oil and fats producers*. Oil Palm Industry Economic Journal, Vol 4(2) 2004, pagg. 14-22

Anche nel caso del vantaggio comparativo l'Italia risulta essere uno dei tre paesi, insieme a Spagna e India, dove il profitto derivante dalla produzione degli oli vegetali è negativo (ovvero una perdita)

Prendendo in esame invece la competitività strutturale misurata con l'RCA, i valori più elevati si sono registrati, nel 2000, per l'olio di palma malese (9,467), seguito dall'olio di soia tedesco (8,745) e dall'olio di colza olandese.

Per concludere, mentre il maggiore costo di produzione assoluto riduce la competitività economica dell'Unione Europea, i sussidi erogati (all'epoca) dall'Unione Europea consentivano di avvicinare il vantaggio comparativo europeo a quello di altre nazioni, consentendo comunque una certa marginalità, anche se relativamente inferiore. Questo giustifica il fatto che sia Europa che Cina continuino a produrre oli vegetali da coltivazioni ottenute al loro interno, pur non essendo competitivo in confronto ad altre nazioni

6.A Appendice

Tabella 6.A.1. Produzione mondiale per tipologia di olio, 1996 - 2007 ('000 TON)												
Olio/Grasso	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Olio di palma	16.286	17.946	16.920	20.625	21.867	23.984	25.409	28.259	30.987	33.846	37.142	38.246
Olio di soia	20.322	21.033	24.008	24.794	25.563	27.828	29.850	31.241	30.729	33.612	35.278	37.481
Olio di colza	11.479	11.828	12.290	13.247	14.502	13.730	13.343	12.698	15.088	16.294	18.510	18.521
Olio di girasole	9.006	9.162	8.407	9.308	9.745	8.200	7.610	8.917	9.423	9.785	11.191	10.997
Sego bovino	7.500	7.591	7.806	8.171	8.202	7.693	8.062	8.018	8.230	8.386	8.548	8.686
Lardo	5.936	6.141	6.520	6.619	6.739	6.780	7.016	7.228	7.367	7.577	7.855	8.067
Burro	5.648	5.688	5.765	5.885	5.967	6.010	6.331	6.394	6.476	6.666	6.730	6.911
Olio di cotone	4.119	4.077	4.059	3.893	3.850	4.052	4.221	3.987	4.367	4.978	4.903	5.119
Olio di palmisto	2.083	2.230	2.191	2.559	2.698	2.947	3.044	3.347	3.581	3.976	4.344	4.397
Olio di arachidi	4.563	4.512	4.498	4.697	4.539	5.141	5.178	4.508	4.706	4.506	4.382	4.156
Olio di cocco	2.867	3.313	3.153	2.399	3.261	3.499	3.098	3.270	3.040	3.237	3.083	3.033
Olio di oliva	2.042	2.701	2.588	2.475	2.540	2.761	2.773	2.904	3.110	2.965	2.798	2.993
Olio di mais	1.834	1.855	1.874	1.935	1.966	1.962	2.016	2.017	2.025	2.133	2.264	2.337
Olio di pesce	1.336	1.184	886	1.413	1.411	1.131	946	1.005	1.129	988	1.001	1.069
Olio di sesamo	668	715	709	686	705	747	807	810	831	868	860	863
Olio di lino	666	695	692	734	705	648	581	594	635	626	695	702
Olio di ricino	479	442	441	435	497	515	438	425	500	540	535	529
Totale oli vegetali	76.414	80.509	81.830	87.787	92.438	96.014	98.368	102.977	109.022	117.366	125.985	129.374
Totale oli e grassi animali	20.420	20.604	20.977	22.088	22.319	21.614	22.355	22.645	23.202	23.617	24.134	24.733
Totale generale	96.834	101.113	102.807	109.875	114.757	117.628	120.723	125.622	132.224	140.983	150.119	154.107

Fonte : Oil World Annual & Oil World Weekly (1996-2007)

MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil.

Tabella. 6.A.2 Maggiori produttori mondiale di oli e grassi – (000 ton)												
Country	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Cina	9.563	10.839	11.653	13.237	14.947	16.053	16.130	16.489	17.316	18.832	19.651	19.726
EU	14.026	15.011	15.614	15.428	17.083	16.973	16.916	16.802	16.939	17.716	18.853	19.561
Indonesia	5.715	6.724	6.505	7.416	8.620	9.615	11.143	12.386	14.372	16.429	18.516	19.438
Malaysia	9.582	10.323	9.527	12.020	12.351	13.482	13.533	15.123	15.751	16.919	17.949	17.754
USA	13.864	14.280	15.309	15.777	15.613	15.381	15.760	15.170	14.781	15.995	16.706	16.898
India	7.654	7.828	7.260	6.764	6.703	6.719	7.097	6.506	8.291	8.154	9.109	9.074
Argentina	4.342	4.457	5.146	5.987	5.651	5.052	5.592	6.305	6.152	7.345	8.168	8.637
Brasile	4.854	4.512	5.152	5.176	5.345	5.823	6.356	6.859	7.123	7.362	7.090	7.578
Canada	1.886	1.966	2.191	2.051	2.163	2.017	1.797	1.994	2.272	2.253	2.473	2.535
Giappone	1.924	1.988	1.993	2.052	2.051	2.027	2.038	2.014	1.973	1.897	1.938	1.900
Pakistan	981	1.019	1.053	1.183	1.293	1.257	1.340	1.454	1.490	1.623	1.697	1.730
Filippine	1.263	1.537	1.577	941	1.516	1.924	1.498	1.707	1.453	1.526	1.519	1.352
Altri	21.180	20.629	19.827	21.843	21.421	21.305	21.523	22.813	24.311	24.932	26.450	27.924
Totale	96.834	101.113	102.807	109.875	114.757	117.628	120.723	125.622	132.224	140.983	150.119	154.107

Source : Oil World Annual & Oil World Weekly (1996 - 2007)
MPOB - For data on Malaysia

Tabella. 6.A.3 Export mondiale dei principali oli e grassi - 1996-2007 (000 ton)

Olio/grasso	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Olio di palma	10.756	12.213	10.898	13.850	15.019	17.571	19.415	21.911	24.244	26.502	29.996	29.694
Olio di soia	4.883	6.778	7.934	7.609	6.771	7.779	8.716	9.327	9.090	9.774	10.382	11.197
Olio di girasole	2.645	3.566	2.904	3.121	3.054	2.324	2.265	2.593	2.742	3.083	4.460	4.162
Olio di palmisto	945	1.021	1.045	1.295	1.220	1.380	1.575	1.788	1.887	2.095	2.386	2.574
Olio di colza	1.781	1.922	2.241	1.772	1.783	1.167	1.169	997	1.503	1.418	2.101	2.162
Olio di cocco	1.353	1.919	1.861	1.053	2.046	2.086	1.776	2.036	1.839	2.277	1.979	1.889
Olio di oliva	306	509	476	565	496	555	469	548	744	748	712	781
Olio di mais	599	703	823	706	768	732	791	741	714	808	868	707
Olio di ricino	264	235	250	237	276	259	202	205	278	305	314	301
Olio di arachidi	252	260	254	245	235	240	238	228	234	169	211	204
Olio di cotone	238	252	259	206	196	204	199	156	134	141	144	141
Olio di lino	138	130	129	153	122	104	108	93	124	113	109	112
Olio di sesamo	22	23	23	22	25	24	28	29	33	36	32	32
Sego bovino	2.154	2.011	2.352	2.346	2.215	2.058	2.285	2.115	2.131	2.069	2.154	2.286
Burro	554	712	654	647	666	662	726	752	774	744	755	779
Olio pesce	770	743	427	717	849	754	534	625	681	639	704	767
Lardo	139	134	161	224	193	130	128	138	154	132	109	118
Totale oli vegetali	24.182	29.531	29.097	30.834	32.011	34.425	36.951	40.652	43.566	47.469	53.694	53.956
Totale oli e grassi animali	3.617	3.600	3.594	3.934	3.923	3.604	3.673	3.630	3.740	3.584	3.722	3.950
Totale	27.799	33.131	32.691	34.768	35.934	38.029	40.624	44.282	47.306	51.053	57.416	57.906

Fonte : Oil World Annual & Oil World Weekly (1999 - 2007)
: MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil

Tabella. 6.A.4 Principali Paesi esportatori di oli e grassi

Nazione	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Malaysia	7.212	7.790	8.511	10.085	9.924	11.618	11.813	13.366	13.639	14.598	15.678	15.038
Indonesia	1.851	2.982	3.124	4.271	5.454	5.928	7.778	8.564	8.996	12.232	14.393	14.515
Argentina	3.358	3.892	4.201	5.056	4.753	4.523	4.671	5.408	5.570	6.392	7.378	7.491
USA	2.849	3.816	4.117	3.285	2.746	2.740	3.501	2.962	2.440	2.333	2.709	3.106
Brasile	401	1.194	1.430	1.601	1.152	1.776	2.142	2.466	2.679	2.931	2.543	2.536
Canada	985	969	1.036	1.045	1.144	1.003	880	926	1.339	1.272	1.565	1.682
EU	1.997	2.876	3.054	2.804	2.538	2.132	2.305	1.953	1.877	1.749	1.433	1.478
EX-USSR	195	344	352	310	870	786	827	1.180	1.289	1.372	1.503	ND
Filippine	800	1.087	1.190	510	1.069	1.429	961	1.200	697	1.159	1.073	868
Nuova Zelanda	381	451	384	412	438	400	466	467	445	421	504	480
Altri	7.770	7.730	5.292	5.389	5.846	5.694	5.280	5.790	8.335	6.594	8.637	10.712
Totale	27.799	33.131	32.691	34.768	35.934	38.029	40.624	44.282	47.306	51.053	57.416	57.906

Fonte : Oil World Annual & Oil World Weekly (1996 - 2007)

: MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil

Tabella 6.A.5 Consumo mondiale dei principali oli e grassi per tipologia 1996 - 2007 ('000 TON)

Olio/grasso	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Olio di palma	16075	17833	17.662	19.837	21.771	23.898	25.422	28.185	30.057	33.433	36.143	38.334
Olio di soia	20398	21446	23.602	24.480	25.135	27.482	29.964	31.230	31.103	32.883	34.687	37.472
Olio di colza	11605	11666	12.286	13.209	14.471	13.952	13.528	12.787	15.009	16.133	18.219	18.895
Olio di girasole	8658	9371	8.565	9.176	9.404	8.758	7.658	8.859	9.622	9.635	10.963	11.135
Olio di cotone	4097	4088	4.081	3.876	3.856	4.056	4.249	3.995	4.314	4.968	4.859	5.056
Olio di palmisto	2038	2241	2.172	2.485	2.550	2.800	3.137	3.472	3.607	3.932	4.172	4.527
Olio di arachide	4528	4538	4.499	4.731	4.533	5.086	5.261	4.526	4.671	4.506	4.433	4.138
Olio di cocco	2960	3092	3.167	2.707	2.962	3.467	3.233	3.346	3.031	3.119	3.198	3.098
Olio di oliva	1993	2241	2.451	2.512	2.669	2.748	2.775	2.816	2.907	2.977	2.929	2.986
Olio di mais	1874	1833	1.858	1.885	1.940	2.025	2.024	2.004	2.047	2.106	2.211	2.369
Olio di sesamo	671	715	707	685	706	747	808	811	832	868	862	865
Olio di lino	654	708	661	708	730	666	584	603	616	630	687	700
Olio di ricino	471	479	446	431	488	473	467	466	482	530	525	564
Sego bovino	7636	7471	7.714	8.181	8.153	7.771	8.022	8.137	8.166	8.405	8.624	8.639
Lardo suino	5930	6110	6.521	6.646	6.728	6.862	7.004	7.224	7.338	7.590	7.839	8.044
Burro	5647	5723	5.769	5.862	5.941	6.002	6.274	6.362	6.546	6.653	6.736	6.941
Olio di pesce	1364	1262	934	1.278	1.395	1.199	968	1.018	1.051	1.028	1.025	1.071
Totale oli vegetali	76022	80251	82.157	86.722	91.215	96.158	99.110	103.100	108.298	115.720	123.888	130.139
Totali oli/grassi animali	20577	20566	20.938	21.967	22.217	21.834	22.268	22.741	23.101	23.676	24.224	24.695
Totale	96599	100817	103.095	108.689	113.432	117.992	121.378	125.841	131.399	139.396	148.112	154.834

Fonte : Oil World Annual & Oil World Weekly (1996 - 2007)
: MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil

Tabella 6.A.6 Consumo mondiale dei principali oli e grassi per Paese 1996 - 2007 ('000 TON)

Country	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Cina	13.494	14.626	15.355	16.092	17.528	19.090	20.430	22.316	24.345	25.707	27.229	29.085
Unione Europea	16.207	16.359	16.844	17.242	19.678	20.464	20.845	21.445	21.841	23.820	27.147	28.249
USA	12.273	12.766	12.981	13.973	14.239	14.412	14.336	14.282	14.617	15.370	16.087	16.582
India	8.818	9.474	9.850	11.121	11.732	12.092	12.251	12.010	12.474	13.140	13.640	14.249
CIS	3.866	3.737	3.847	4.067	4.103	4.497	4.692	4.917	5.079	5.312	5.659	ND
Brasile	3.795	3.758	4.061	4.001	4.485	4.325	4.365	4.566	4.548	4.576	4.872	5.342
Indonesia	3.028	3.199	3.151	3.191	3.298	3.454	3.615	3.786	3.997	4.208	4.385	4.794
Malaysia	1.906	1.989	1.762	2.156	2.475	2.590	2.669	2.800	2.991	3.301	3.494	3.543
Pakistan	2.380	2.439	2.552	2.674	2.779	2.829	2.923	3.002	3.047	3.214	3.385	3.500
Giappone	2.638	2.688	2.637	2.688	2.740	2.776	2.804	2.807	2.834	2.847	2.833	2.824
Turchia	1.646	1.696	1.763	1.733	1.772	1.642	1.745	1.823	1.854	2.129	2.475	2.239
Nigeria	1.238	1.272	1.313	1.393	1.478	1.547	1.576	1.629	1.645	1.708	1.758	1.841
Canada	1.229	1.323	1.378	1.389	1.394	1.395	1.377	1.390	1.394	1.361	1.350	1.388
Corea del Sud	844	864	787	914	962	990	1.027	1.009	1.051	1.107	1.153	1.212
Altri	23.237	24.627	24.814	26.055	24.769	25.889	26.723	28.059	29.682	31.596	32.645	39.986
Totale	96.599	100.817	103.095	108.689	113.432	117.992	121.378	125.841	131.399	139.396	148.112	154.834

Fonte : Oil World Annual & Oil World Weekly (1996 - 2007)

: MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil

Tabella 6.A.7 Principali paesi importatori dei principali oli e grassi 1996 - 2007 ('000 TON)

Paese	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Cina	3.422	4.958	3.767	2.732	2.937	3.073	4.354	6.203	7.410	6.970	8.011	10.074
EU	4.167	4.484	4.589	4.673	5.035	5.687	6.206	6.399	6.899	8.048	9.895	9.844
India	1.514	2.024	2.576	4.928	5.330	5.405	5.169	5.465	4.791	5.448	5.148	5.333
USA	1.492	1.714	1.747	1.596	1.748	1.797	1.830	1.672	2.175	2.190	2.645	2.743
Pakistan	1.329	1.473	1.517	1.495	1.442	1.656	1.526	1.752	1.573	1.775	1.876	1.832
Mexico	774	917	924	958	1.001	861	1.150	999	1.182	1.169	1.117	1.174
Turchia	891	915	808	736	820	829	880	908	797	1.232	1.584	990
Malesia	165	263	570	576	425	654	806	915	1.231	1.131	1.248	881
Corea del Sud	459	466	391	536	529	584	599	549	654	733	764	799
Altri	13.851	15.844	15.912	16.792	16.415	17.647	18.085	19.165	20.041	22.185	24.234	24.711
Totale	28.064	33.058	32.801	35.022	35.682	38.193	40.605	44.027	46.753	50.881	56.522	58.381

Fonte : Oil World Annual & Oil World Weekly (1996 - 2007)

: MPOB - For data on Malaysian palm oil and palm kernel oil

Tabella 6.A.8 Descrizione statistica dei quattro oli e grassi maggiormente consumati nel mondo - 1998-2008 - US\$/ton CIF Rotterdam					
	Olio di palma grezzo	Oleina di palma raffinata	Olio di soia	Olio di girasole	Olio di colza
Media	512,58	559,43	605,06	711,92	666,70
Deviazione standard	221,13	238,19	273,19	336,93	291,93
Min	234,00	267,00	295,00	340,00	325,00
Max	1.249,00	1.385,00	1.537,00	2.045,00	1.577,00

7. LA TRASMISSIONE DEI PREZZI NEL SETTORE DEGLI OLI VEGETALI

7.1 Introduzione

Il capitolo precedente ha permesso di inquadrare, in termini generali, il mercato degli oli vegetali, che rappresentano la materia prima necessaria per la produzione di biodiesel, il biocombustibile che caratterizza l'Unione Europea. Come indicato da varie fonti^{39, 40} il costo principale di produzione di biodiesel è determinato per oltre l'80% dalla materia prima, cioè l'olio vegetale, che fluttua in continuazione. Come indicato da Assocostieri⁴¹, mentre nell'UE il biodiesel si ottiene dall'olio di colza e dal girasole, in Italia il biodiesel è prodotto a partire soprattutto dalla soia e il girasole. Come viene trasmesso il prezzo di questi oli dal mercato internazionale o da quello all'origine a quello locale, in particolare italiano? Esiste un'influenza internazionale sui prezzi europei o italiani degli oli vegetali oppure no?

Sembra che l'impiego di olio di palma come materia prima per i biocarburanti, almeno fino al 2007, sia stato dunque limitato, come anche confermato dall'EBB⁴². Ciò non toglie che in prospettiva l'olio di palma, come documentato nel capitolo precedente, sia in prospettiva tra le materia prima più interessanti per sviluppare il mercato del biodiesel in Europa. Per questo risulta quindi interessante analizzare anche la relazione

³⁹ OECD (2006). *Agricultural market impacts of future growth in the production of biofuels*. Directorate for Food, Agriculture and Fisheries . Committee for agriculture, Paris, Febbraio 2006

⁴⁰ Jodice R., Masini S. (2006). *L'energia del nostro futuro. La seconda vita dell'agricoltura*. Procom Edizioni

⁴¹ www.assocostieri.it/presentazioni/19-12-07_Intervento%20Dott.ssa%20Di%20Somma.pp

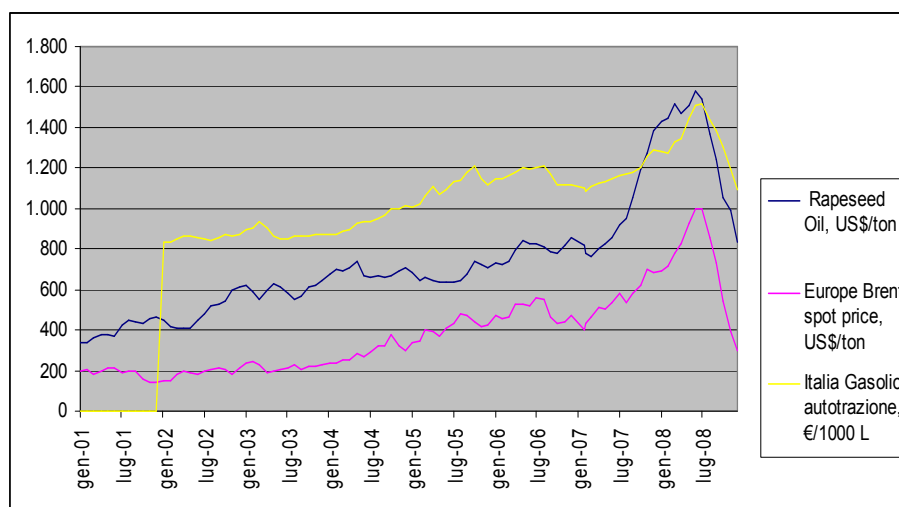
⁴² European Biodiesel Board

esistente tra il mercato in una delle due zone tipiche di produzione e il mercato internazionale.

Come riportato da Esposti (2008)⁴³, i modelli strutturali hanno dimostrato un legame positivo tra il movimento dei prezzi del petrolio e del bioetanolo: possiamo dire lo stesso anche nel caso del biodiesel? Osservando la fig. 7.1, sembrerebbe esistere qualche relazione. Nei paragrafi successivi si andrà a verificare la presenza di qualche legame tra gli oli vegetali e il petrolio e, se presente, la sua natura e causalità. Il legame esistente tra biocombustibili è composto da una serie di effetti, diretti (ovvero la maggiore domanda di biocombustibili aumenta la domanda per le commodity agricole, determinando un aumento dei prezzi della commodity stessa) e indiretti (cioè come si trasferisce l'aumento di prezzo della commodity ai prodotti non energetici ottenuti dalla stessa. La sommatoria di questi effetti sembra, almeno dai modelli strutturali, dare ragione alla teoria degli elefanti, secondo la quale la crescita di prezzo delle commodity agricole è imputabile ai biocombustibili solo per l'8%, il 17% e il 3% rispettivamente per cereali, oli vegetali e zucchero. Nel presente lavoro ci si limiterà semplicemente a ricercare un'evidenza empirica di tale relazione, se esiste.

⁴³ Esposti R. (2008). *Food, feed & fuel: biocarburanti, mercati agricoli e politiche*. Gruppo 2013, Working paper n.10

Fig. 7.1 Andamento dei prezzi internazionali per petrolio, olio di colza e prezzo italiano del gasolio



Fonte: Oil World, IEA, UPI

Nei paragrafi che seguiranno si dimostrerà che, utilizzando la cointegrazione tra serie storiche, non sussiste una particolare legame tra il mercato degli oli vegetali, usati come proxy per determinare il prezzo del biodiesel, e il mercato del petrolio. Al contrario di quanto ci si potrebbe aspettare, quindi, risulterebbe quindi difficile dimostrare se l'aumento dei prezzi del petrolio sia in grado di trascinare verso l'alto il prezzo dei biocombustibili e quindi delle commodity da cui essi derivano. Invece il mercato italiano degli oli vegetali risulta muoversi in sintonia con il mercato internazionale per quanto riguarda l'olio di palma, di soia e il girasole. In particolare il mercato dell'olio di palma. Invece il mercato dell'olio di palma in Malesia sembra non avere particolari relazioni con quello internazionale.

7.2 La trasmissione dei prezzi e l'integrazione dei mercati

Un prezzo viene trasmesso da un mercato all'altro quando il trasferimento delle variazioni in uno viene passato all'altro. Tale possibilità viene verificata attraverso il test

della cointegrazione, il cui verificarsi implica che due prezzi convergono a un percorso comune di lungo periodo anche se nel breve sembrano comportarsi in modo diverso.

Molti studi sulla trasmissione dei prezzi traggono spesso spunto dalla Legge del Prezzo Unico (Ardeni (1989)⁴⁴, Baffes⁴⁵ (1991)) o dall'integrazione di mercato (Ravallion⁴⁶ (1986), Sexton et al.⁴⁷ (1991), Blauch⁴⁸ (1997)). La maggior parte delle ricerche punta a individuare se esiste una distorsione nella trasmissione dei prezzi rispetto la Legge del Prezzo Unico e di quale entità, confronto mercati separati in termini spaziali (tra un mercato e l'altro, es. mercato locale e mercato internazionale relativamente allo stesso tipo di prodotto) oppure verticali (es. tra il mercato alla produzione e quello all'ingrosso, in cui il prodotto di un mercato è un fattore di produzione per l'altro). Diverse sono le cause che possono impedire il rispetto della Legge del Prezzo Unico, come indicato da Conforti⁴⁹ (2004):

- a- Costi di transazione e di trasporto, che comprendono i costi informativi, di negoziazione e di monitoraggio
- b- Potere di mercato: in questo caso chi ha potere di mercato può decidere di assorbire parte del rialzo dei prezzi o trasmetterlo in misura maggiore
- c- Ritorni di scala crescenti nella produzione: nei paesi dove è possibile una maggiore produzione per ridurre il costo unitario medio, in condizioni di concorrenza perfetta, permetterà di avere prezzi inferiori
- d- Omogeneità di prodotto e differenziazione tra prodotti simili ottenuti in diverse località del mondo
- e- Tassi di cambio
- f- Politiche sul commercio internazionale

⁴⁴ Ardeni, P.G. (1989). Does the law of one price really hold for commodity prices? *American Journal of Agricultural Economics*, 71:303-328

⁴⁵ Baffes, J. (1991). Some further evidence on the Law of One Price. *American Journal of Agricultural Economics*, 4:21-37

⁴⁶ Ravallion, M. (1986). Testing market integration. *American Journal of Agricultural Economics*. 68(2):292-307

⁴⁷ Sexton, R., Kling, C. & Carman H. (1991). Market integration, efficiency of arbitrage and imperfect competition: methodology and application to US celery. *American Journal of Agricultural Economics*. 73:568-580

⁴⁸ Blauch, B. (1997). Testing for food market integration revisited. *Journal of Development studies*, 33:477-487

⁴⁹ Conforti, P. (2004). Price transmission in selected agricultural markets. *FAO Commodity and trade policy research working paper n.07*

La trasmissione dei prezzi e l'integrazione dei mercati può essere analizzata econometricamente con un approccio strutturale o astrutturale. Il primo prevede di individuare quali variabili da "a" a "f" influenzano in modo statisticamente significativo la trasmissione dei prezzi, mentre la versione "astrutturale", utilizzando le serie storiche cointegrate, prevede di individuare uno (nel lungo periodo) o due (con l'Error Correction Model, ECM) che siano riassuntivi di tutti i fattori che intervengono nella trasmissione di prezzo tra mercati diversi. Le principali critiche, come riportato da Conforti (2003) sui modelli "strutturali" è che essi:

- 1- possono includere variabili che non sono direttamente collegate fra loro ma tramite una terza variabile non compresa nel modello;
- 2- danno una parziale trasmissione dei prezzi anche nel caso di mercati perfettamente integrati, come nel caso in cui ci siano delle tariffe fisse di importazione e non ad valorem

Le critiche sui modelli non strutturali riguardano invece l'incapacità di modellare e testare relazioni di mercato non lineari per effetto di potere di mercato, cicli di prezzi non sincronizzati, commercio discontinuo o costi di transazione non stazionari. Rapsomanikis (2003)⁵⁰ risponde a questa critica argomentando che:

- a- la mancanza di stazionarietà può essere testata, come anche l'integrazione di mercato
- b- la discontinuità di commercio viene modellata attraverso l'ECM in cui si verifica una lenta convergenza alla relazione di lungo periodo
- c- la mancanza di linearità può essere considerata attraverso dei modelli asimmetrici asimmetriche

Il vantaggio di un approccio astrutturale è che la trasmissione dei prezzi e l'integrazione di mercato viene analizzata a partire da dati (serie storiche) e che il grado di trasmissione riscontrato permette di verificare quanto quel/quel mercato sono vicini o lontani dalle condizione di mercato competitivo.

⁵⁰ Rapsomanikis, G., Hallam, D. & Conforti P. (2003) Market integration and price transmission in selected food and cash crop markets of developing countries: review and applications. FAO Commodity Market Review, FAO Commodities and Trade Division, Roma.

Il settore degli oli vegetali è già stato oggetto di analisi non strutturali. Peri⁵¹ ha riscontrato che solo il prezzo internazionale dell'olio di colza sembra essere integrato con il prezzo del gasolio a Rotterdam, nel periodo 2005-2007, escludendo invece qualsiasi forma di relazione tra il gasolio e gli altri 3 principali oli vegetali (palma, soia e girasole). Anche Yu (2006)⁵², analizzando i prezzi settimanali dal gennaio 1999 al marzo 2003 non ha trovato una particolare influenza del petrolio su uno dei 4 oli più consumati al mondo. Conclusioni opposte a quelle cui è giunto Hameed⁵³ (2008) utilizzando la stessa fonte di prezzi per gli oli vegetali e il prezzo del petrolio anziché quello di un suo derivato: secondo questo lavoro i 4 principali oli vegetali risultano integrati con il prezzo internazionale dei combustibili fossili nel periodo 1983-2008.

7.3 Modello econometrico

La procedura seguita trae spunto dal metodo riportato da Conforti (2004) e Rapsomanikis (2003) che prevede:

a- testare ogni serie storica per la radice comune (unit root) e capirne l'ordine di integrazione. Per ogni serie storica si è condotto l'Augmented Dickey Fuller test sia seguendo la routine di Shazam sia quanto riportato in Woolridge⁵⁴ (2003). Tutte le serie sono testate con o senza trend, con o senza costante e selezionate in relazione al criterio di selezione di Akaike e di Schwartz. Per eseguire il test ADF si segue la procedura sequenziale di Ayat e Burrigge (2000)⁵⁵ per determinare se includere il trend temporale

⁵¹ Peri M., Baldi, L. (2008). Biodiesel and Vegetable Oil Market in European Union: some evidences from threshold cointegration analysis. 12th Congress of the European Association of Agricultural Economics

⁵² Yu, T.H., Bessler D. A. & Fuller S. (2006) Cointegration and causality analysis of world vegetable oil and crude oil prices. Selected paper American Agricultural Economics Association Annual Meeting, Long Beach . California

⁵³ Hameed A. A. A., Arshad F.M. (2008). The impact of petroleum Prices on Vegetable oil prices: evidence from cointegration tests. International Borneo Business Conference on Global Changes: Corporate Responsibility

⁵⁴ Woolridge J.F. (2003). Introductory Econometrics . A modern Approach. Thomson South Western

⁵⁵ Ayat L., Burrigge P. (2000). Unit root test in the presence of uncertainty about the non stochastic trend". *Journal of Econometrics* 95, 71-96

b- nelle serie storiche integrate di primo ordine, si segue la procedura di Engle e Granger (1987) per verificare la cointegrazione tra la coppia di serie, che prevede un test ADF sui residui ottenuti facendo la regressione sulla coppia dei prezzi cointegrati. Le coppie sono scelte sulla base del rapporto che interessa investigare. Il concetto di cointegrazione implica che due prezzi integrati dello stesso ordine, spazialmente separati, sono cointegrati quando esiste una combinazione lineare degli stessi integrata di ordine 0. In presenza quindi di cointegrazione è possibile individuare un equilibrio di lungo periodo secondo la seguente relazione:

$$pd_t = \lambda_0 + \lambda_1 pw_t + e_t \quad (1)$$

dove pd_t è il prezzo domestico al tempo t , pw_t è il prezzo internazionale al tempo t , λ_0 è la costante, λ_1 è il parametro di lungo periodo che relaziona il prezzo mondiale al prezzo locale. Se i due prezzi sono espressi in forma logaritmica, λ_1 esprime la elasticità del prezzo domestico al variare del prezzo internazionale, ovvero la variazione % del prezzo interno rispetto la variazione % del prezzo interno. La relazione in (1) non può essere presa come affidabile in quanto i test statistici vengono invalidati dalla mancanza di stazionarietà come rilevato nei test precedenti

c- Successivamente si segue specifica il modello di correzione dell'errore, dove in pratica si considera che, nonostante sussista una relazione lungo periodo, è possibile che si verificano delle oscillazioni da tale relazione nel breve termine. In particolare si specifica che:

$$\Delta pd_t = a + \delta T + \rho_t (pd_{t-1} - \lambda_1 pw_{t-1}) + \sum_{j=1}^J \beta_j \Delta pd_{t-j} + \sum_{k=0}^K \gamma_k \Delta pw_{t-k} + u \quad (2)$$

dove il parametro ρ è il coefficiente ECM e indica gli aggiustamenti di breve periodo del prezzo locale verso l'equilibrio di lungo periodo. In altre parole, Rapsomanikis (2003) indica che il modello ECM prevede che in caso di mercati spazialmente separati le variazioni di prezzo non siano istantanee, ma impiegano un certo lasso temporale tale per cui non sono trasmesse subito ma tendano all'equilibrio di lungo periodo in un certo lasso di tempo. Quindi ρ può essere considerato anche come l'ammontare di unità temporali per far sì che la variazione di prezzo nel mercato internazionale venga completamente trasmessa in quello locale: per questo ρ_t viene

considerata una misura della velocità di trasmissione del prezzo. Nel selezionare quanti valori passati occorre considerare nella stima del ECM, occorre porre grande scrupolo nel scartare le variabili fino al punto in cui si minimizza il criterio informativo di Akaike, confermato anche dalla minimizzazione del criterio di Schwartz.

- d- La presenza di cointegrazione e la possibilità di eseguire l'ECM, permette anche di testare la causalità della relazione tra le due variabili secondo Granger, eliminando i termini contemporanei da (2):

$$\Delta pd_t = a + \delta T + \rho_t(pd_{t-1} - \lambda_1 pw_{t-1}) + \sum_{j=1}^J \beta_j \Delta pd_{t-j} + \sum_{k=1}^K \gamma_k \Delta pw_{t-k} + u \quad (3a)$$

$$\Delta pw_t = a + \delta T + \rho_t(pw_{t-1} - \lambda_1 pd_{t-1}) + \sum_{j=1}^J \beta'_j \Delta pd_{t-j} + \sum_{k=1}^K \gamma'_k \Delta pw_{t-k} + u \quad (3b)$$

Rigettando l'ipotesi nulla che $H_0 : \sum \gamma_j = 0$ in (3a) oppure $H_0 : \sum \beta'_j = 0$ in (3b), si individua se rispettivamente il prezzo internazionale/locale sono causa, secondo Granger, del prezzo locale/internazionale.

- e- Successivamente al punto precedente, si può eseguire il test sulla simmetria di trasmissione del prezzo. Seguendo Granger e Lee (1989)⁵⁶ si specifica una relazione ECM asimmetrica:

$$\Delta pd_t = a + \delta T + \rho_t^+(e)^+ \rho_t^-(e)^- + \sum_{j=1}^J \beta_j \Delta pd_{t-j} + \sum_{k=0}^K \gamma_k \Delta pw_{t-k} + u_t \quad (4)$$

nella quale i termini ρ_t^+ e ρ_t^- sono i rispettivamente i parametri derivanti dall'attribuzione di una variabile dummy ai residui positivi o negativi ottenuti in (1). In altre parole questi due termini rappresentano la deviazione positiva o negativa nel breve periodo dall'equilibrio di lungo periodo. In caso di simmetria nella trasmissione dei prezzi, $\rho_t^+ = \rho_t^-$, ovvero le deviazioni negative sono della stessa entità di quelle positive. Questa è l'ipotesi nulla, che viene testata (test F) contro l'alternativa $H_1 : \rho_t^+ \neq \rho_t^-$

- f- In presenza di asimmetria nella trasmissione dei prezzi, si stima un modello ECM asimmetrico seguendo Prakash et al. (2001)⁵⁷. In sostanza il modello stimato

⁵⁶ Granger C.W. J., Lee T.H. (1989). Investigation of Production, sales and inventory relationships using multicointegration and non symmetric error correction models. *Journal of Applied Econometrics*, 4:145-159

⁵⁷ Prakash, A., Oliver E., & Balcombe, K. (2001). Does Building roads create traffic: some new evidence. *Applied Economics*, 33:1579-1585

considera solo le osservazioni che danno un residuo positivo, ovvero hanno un disequilibrio negativo.

7.4 I dati impiegati

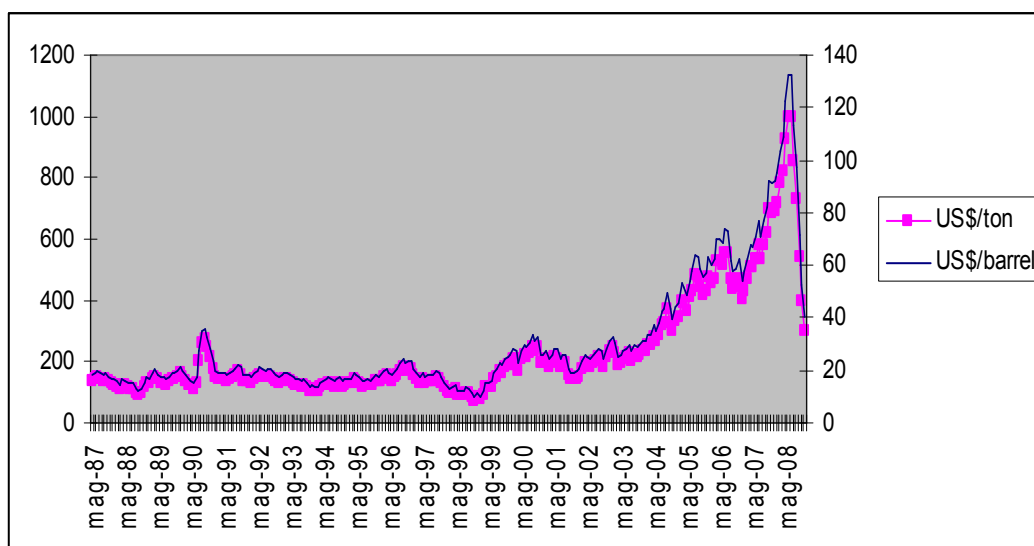
7.4.1 I prezzi internazionali

I prezzi internazionali sono stati forniti dal Malaysian Palm Oil Board⁵⁸ tra il 2007 e il 2009, i quali riportano quanto presente in Oil World. Si sono raccolti i prezzi medi mensili da gennaio 2001 a dicembre 2008 relativi a: oleina di palma (prezzo FOB Malesia e CIF Rotterdam), olio di soia (Ex work mulino olandese), olio di girasole (CIF Rotterdam) e olio di colza (Ex Work mulino olandese). Tutti i prezzi degli oli vegetali sono espressi in US\$ per tonnellata, la cui descrizione statistica è riportata in tab. 7.2. Per quanto riguarda il petrolio, si è preso come riferimento il prezzo del Brent fornito dall'Energy Information Administration⁵⁹ statunitense in quanto è il prezzo di riferimento per quasi 2/3 del mercato mondiale spot del petrolio. Per comodità di confronto, tale prezzo è stato trasformato in US\$/ton per renderlo confrontabili con i prezzi degli oli vegetali, considerando che un barile di petrolio equivale a 42 galloni e il peso specifico è di 0,835 kg/l (fig. 7.2)

⁵⁸ www.mpob.gov.my

⁵⁹ http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm

Fig. 7.2 Andamento del prezzo nominale del Brent



Fonte: ns elaborazioni su dati EIA

6.4.2 I prezzi italiani

I prezzi italiani sono stati raccolti al mercato di Milano, che è il mercato di riferimento del centro nord Italia. I dati disponibili si riferiscono al periodo 1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2008 con periodicità settimanale e riguardano i prodotti soggetti ad etichettatura ai sensi del regolamento CE n.1829 e n.1830 del 2003 (O.G.M.); rimangono esclusi da questa categoria gli oli indicati dalla Borsa Granaria di Milano, in modo erroneo, come “convenzionali”, in primis l’olio di colza. Ogni voce di mercato è dotata di un prezzo minimo e un prezzo massimo, per il quale è stata calcolata la media. Inoltre per ottenere dati mensili si è calcolata la media mensile delle medie settimanali. Per circa una decina di rilevazioni settimanali si è riscontrato un problema di coerenza tra i prezzi della settimana precedente, anche a causa di errate corrette. In queste evenienze si è utilizzato la versione del bollettino settimanale più recente. I dati disponibili sono espressi in €/ton e li si è convertiti in US\$/ton utilizzando i tassi di cambio medi mensili nominali in €/€/\$ forniti dalla Banca Centrale Europea. Inoltre i dati relativi al gasolio italiano e all’olio combustibile, con accisa (prezzo al consumo) e senza accisa (prezzo industriale), sono stati forniti dall’Unione Petrolifera e sono espressi rispettivamente in US\$/litro e US\$/kg per il periodo 2002-2008 a cadenza mensile. La descrizione statistica dei prezzi italiani considerati è contenuta in tab. 7.3.. in tutto il periodo di riferimento, per cui non è stato preso in considerazione per un

confronto sulla trasmissione dei prezzi dal mercato internazionale. E' interessante notare come i prezzi dei prodotti lontani al mercato locale di importazione (es. palma raffinato) o al consumo finale (gasolio con accisa) presentano i minori coefficienti di variazione rispetto i prodotti grezzi o alla produzione. Per quanto riguarda il gasolio con e senza accisa, il coefficiente di variazione del primo è più basso in quanto la componente fiscale esercita un effetto livellante sulle oscillazioni essendo in parte di natura fissa (accisa) e in parte in misura proporzionale (imposta sul valore aggiunto anche sulla parte di accisa)

Tutta l'analisi è stata condotta impiegando il software Shazam. Tutti i dati vengono trasformati in forma logaritmica, in modo che i parametri ottenuti siano direttamente interpretabili come elasticità.

7.5 Risultati

7.5.1 Unit root test

I test sulla radice comune delle variabili di interesse sono riportati in tab. 7.4, con i valori critici asintotici riportati in tab. 7.5. In tabella è evidenziato in neretto il t statistico del parametro di radice comune che presenta una significatività statistica di almeno il 5%. In sostanza tutte le serie storiche risultano I(1), in cui il criterio di selezione del modello viene minimizzato con la sola costante e senza trend per la maggior parte senza trend ad eccezione dell'olio di soia sul mercato di Milano, che presenta un certo trend. Non sono stati riportati i dati per la unit root sugli oli di soia e girasole grezzi in quanto confermano la presenza di unit root rilevata con gli stessi oli raffinati. I risultati ottenuti con l'ADF test sono confermati dal test di Phillips – Perron.

7.5.2 Cointegrazione

I risultati riportati in tab. 7.5a sono ottenuti usando i test di routine previsti da Shazam indicano che esiste una certa relazione tra i prezzi italiano e internazionale

dell'oleina di palma, come pure tra il prezzo internazionale dell'olio di girasole di Milano e quello internazionale: il test ADF per la cointegrazione viene confermato dal test PP. Si ottiene invece un risultato discordante tra i due test quando si considerano i prezzi dell'olio di palma tra il mercato all'origine e quello internazionale, oppure sul prezzo dell'olio di soia italiano e internazionale, oppure tra il prezzo dell'olio di girasole grezzo italiano e quello internazionale. Non risulta invece nessuna traccia di relazione di lungo periodo tra i prezzi degli oli vegetali e il petrolio (a livello internazionale) e il gasolio (a livello italiano), indice che i prezzi degli oli vegetali non vengono influenzati dalle variazioni dei combustibili fossili. Per alcune delle coppie dal risultato discordante tra i due test per verificare la cointegrazione, viene fatto un controllo circa l'esattezza dei risultati seguendo Engle e Granger (1987). Infatti i test di routine di Shazam riportano solo i valori del t statistico, ma non il valore del parametro, che deve essere calcolato tramite un modello realizzato ad hoc. I risultati riportati in tab. 7.5b permettono di verificare i alcuni risultati spuri ottenuti con i comandi di routine di Shazam, oltre a controllare i comandi stessi. I risultati presenti nella tabella 7.5b sono ottenuti considerando anche l'effetto della stagionalità, individuata in tab. 7.6, laddove i parametri ottenuti sono stati statisticamente significativi: nella coppia di prezzi per l'olio di palma Italia – Rotterdam è presente stagionalità nel mese di settembre, mentre è assente la stagionalità tra Malesia e mercato internazionale. Questo è probabilmente dovuto al fatto che l'olio di palma è principalmente prodotto attorno l'equatore, quindi tutto l'anno, oltre ad essere stoccato per poter essere conservato nel tempo. E' presente invece una forte componente stagionale nell'olio di soia tra i mercati italiano e internazionale, anche se i mesi più significativi vanno da aprile ad agosto, ovvero i mesi più lontani dal raccolto europeo. L'olio di girasole invece presenta stagionalità nel mese di agosto, ovvero il mese precedente la raccolta in Italia. I risultati per la verifica della cointegrazione in tab. 7.5b confermano quanto trovato in tab. 7.5a relativo all'integrazione tra i mercati italiano e internazionale dell'olio di palma e del girasole, come anche si conferma che i mercati malese e internazionale per l'olio di palma non sono integrati fra di loro; a sorpresa invece non vengono confermati i risultati relativi all'olio di soia, per il quale la procedura di Engle e Granger applicata controllando per la stagionalità dei prezzi permette di affermare che i mercati nazionale e internazionale sono collegati e presentano una relazione di lungo periodo. Probabilmente tale

incoerenza è dovuta ai numerosi fattori stagionali che influiscono nel rapporto tra i due mercati, come riportato in tab. 7.6.

7.5.3 Equazione di lungo periodo ed ECM

I risultati di lungo periodo (tab.7.7) indicano che per l'olio di girasole l'elasticità di trasmissione dei prezzi dal mercato internazionale a quello italiano è circa unitaria, mentre per l'olio di soia è pari a 0,9; l'olio di palma ha l'elasticità di trasmissione più bassa, pari a 0,71. La stagionalità osservata nell'equazione di lungo periodo non è quella di tab. 7.6, in cui tutti i fattori stagionali sono presenti; inoltre se i parametri stagionali presenti in tab. 7.6 si rivelano non significativi, sono stati eliminati dall'equazione di lungo periodo.

I parametri stimati nell'ECM permettono invece di dedurre che il prezzo dell'olio di palma è quello che ha la minor velocità di trasmissione di prezzo nel mercato italiano, dimostrando che occorrono oltre 3,5 periodi (nel caso in esame, mesi) per poter trasmettere completamente una variazione di prezzo. Al contrario i prezzi internazionali dell'olio di girasole sono i più rapidi a trasmettersi nel mercato italiano, impiegando circa 1,5 mesi per poter essere completamente trasmessi. L'olio di soia si trova in condizioni intermedie, con una velocità di trasmissione delle variazioni internazionali di prezzo pari a 2,5 mesi circa.

7.5.4 Test di non causalità secondo Granger, test per la simmetria di trasmissione ed ECM asimmetrico

Il test di non causalità secondo Granger riporta che per tutte e tre le coppie di prezzi considerati esiste una reciprocità nel causarsi vicendevolmente (tab. 7.9)

Il test di verifica della simmetria di trasmissione (tab. 7.10) dei prezzi permette di affermare che è presente simmetria di trasmissione per l'olio di soia e di girasole, in quanto non è possibile rigettare l'ipotesi nulla $H_0: e^+ = e^-$. Invece è stata rilevata asimmetria nella trasmissione di prezzo dell'olio di palma dal mercato internazionale a quello italiano, anche se solo al 10% di significatività. Eseguendo quindi il modello ECM per la trasmissione asimmetrica (si considerano le sole osservazioni in cui i residui dell'equazione di lungo periodo (1) sono positivi, si osserva (tab. 7.11) che variazioni positive di prezzo sul mercato internazionale tendono ad essere trasferite sul mercato interno italiano con una velocità maggiore (1,5 mesi circa) rispetto alle shock

di prezzo negativi. Questo fenomeno porta quindi a constatare che esiste una sorta di inerzia nell'abbassare i prezzi dell'olio di palma in caso di un andamento negativo di mercato. Utilizzando olio di palma come input per la produzione di biocombustibili, questa tendenza porta ad rendere simile l'olio di palma con i combustibili fossili, per i quali si è sperimentata l'asimmetria di trasmissione dei prezzi nel recente passato

7.6 Conclusioni

Alla luce del lavoro svolto è possibile affermare che il settore degli oli vegetali non sembra subire una particolare influenza da parte del prezzo internazionale del Brent o da parte del prezzo italiano del gasolio e dell'olio combustibile. Questi risultati sono in linea con quanto riportato da una parte della letteratura sul tema, sostenendo empiricamente quindi la “teoria degli elefanti” nel caso degli oli vegetali, secondo la quale il mercato delle commodity agricole (oleose) non è influenzato in modo chiaro e determinante dal mercato dei combustibili fossili. Sulla base dei risultati ottenuti è chiaro quindi che cosa si può escludere tra i fattori agenti in modo diretto sul costo delle commodity oleose, anche se non possiamo individuare se sussistano degli effetti indiretti o altri fattori determinanti. Anche se i combustibili fossili non determinano un rialzo diretto del prezzo degli oli vegetali derivante dallo sviluppo del mercato dei biocombustibili, possono determinarne un rialzo per l'aumento dei costi dei fattori di produzione (es. concimi, irrigazione, logistica). In questo caso occorrerebbe quindi modelli individuare se esistono dei co-movimenti tra il costo dei fattori di produzione basati su combustibili fossili e il prezzo degli oli vegetali. Se non è quindi una relazione diretta tra i combustibili fossili e gli oli vegetali a spingere la produzione di biocarburanti come beni sostituti, per esclusione si può quindi concludere che la produzione e la diffusione dei biocombustibili viene determinata dalle politiche imposte dall'Unione Europea. Politiche che faticano però a trovare una effettiva efficacia, come si è visto nei capitoli precedenti, almeno per il settore dei biocarburanti. Dei mercati presi in esame, i prezzi internazionali di 3 oli vegetali hanno dimostrato di essere spazialmente trasmessi al mercato italiano (olio di palma, soia e girasole),

causandosi vicendevolmente secondo Granger; solo nel caso dell'olio di palma è stata rilevata un'asimmetria nella trasmissione dei prezzi, i quali vengono trasferiti molto più velocemente al mercato italiano nel caso in cui il prezzo internazionale sia in crescita. Una caratteristica che accomuna l'industria dell'olio di palma a quella dei combustibili fossili.

7.7 Appendice

Tab. 7.1 Descrizione delle variabili			
Variabili	Commodity	Provenienza	Varie
SBOR	SBO : Olio di soia	R: Rotterdam	r: Raffinato
SBOMr	SFO: Olio di girasole	M: Milano	g: grezzo
SBOMg	POL: Oleina di palma	My: Malesia	b: barili
SFOR	RSO: Olio di colza		t: tonnellate
SFOMg	COB: Crude Oil Brent		PI: prezzo industriale (senz accisa)
SFOMr	gas: gasolio		PC: prezzo al consumo (con accisa)
POLM	oc: olio combustibile		
POLR			
POLMy			
RSOR			
COBb			
COBt			

Tab. 7.2 Descrizione statistica dei prezzi internazionali usati						
Prodotto, US\$/ton	Media	Dev. Std.	Var	Min	Max	Coeff. Var.
POLMy	516,13	248,46	61731	200	1325,5	0,48
POLR	575,94	260,41	67.813	267,00	1.385,00	0,45
SBOR	657,97	294,37	86.655	295,00	1.537,00	0,45
RSOR	741,93	301,30	90.782	338,00	1.577,00	0,41
SFOR	776,51	365,07	133.275	386,00	2.045,00	0,47
COBt	381,74	204,88	41974	140,94	999,787	0,54

Fonte: MPOB, EIA

Tab. 7.3 Descrizione statistica dei prezzi nazionali usati						
2001-2008	Media	Dev. Std.	Var	Min	Max	Coeff. Var.
SBOMg	711,65	295,61	87385,7	350,31	1551,41	0,42
SFOMg	808,46	373,77	139705	395,10	2138,54	0,46
SBOMr	779,44	311,00	96724,1	385,56	1644,73	0,40
SFOMr	966,81	447,21	199994	462,93	2457,37	0,46
POLM	960,82	295,58	87368,3	591,90	1836,07	0,31
2002-2008						
PCgas	1,34	0,389	0,151	0,728	2,39	0,29
PIgas	0,608	0,253	0,064	0,257	1,33	0,42
PCoc	0,422	0,171	0,029	0,185	0,970	0,40
PIoc	0,345	0,151	0,023	0,141	0,833	0,44

Fonte: Borsa Granaria di Milano, Unione Petrolifera

Tab. 7.4 Unit root test sulle SINGOLE serie storiche								
Variabile			ADF test					PP test
			Parametro di controllo per unit root	Trend	Costante	Indice dei lagged values	F test congiunto sui lagged values (F test)	t statistic 5% cv = -1,95, -2,86 i, -3,41 i+t
POLM	level	Parametro	-0,048	-	0,329	1,400	13,550	-1,588
		t statistic	-2,624	-	2,629			
	first difference	Parametro	0,860	-	-0,008	1,2,3,4	61,270	-6,556
		t statistic	15,530	-	-3,188			
POLR	level	Parametro	-0,049	-	0,308	1,400	12,890	-1,772
		t statistic	-2,556	-	2,566			
	first difference	Parametro	0,852	-	-0,012	1,2,3,4	58,470	-6,652
		t statistic	15,090	-	-3,045			
SBOR	level	Parametro	0,000	-	-	1,400	14,009	1,024
		t statistic	-0,372	-	-			
	first difference	Parametro	-0,564	-	-	0,000	-	-6,092
		t statistic	-5,968	-	-			
SBOMr	level	Parametro	-0,097	0,001	0,589	1,400	18,230	-1,646
		t statistic	-3,107	2,098	3,179			
	first difference	Parametro	-0,525	-	-	-	-	-5,959
		t statistic	-5,638	-	-			
SFOMr	level	Parametro	-0,036	-	0,532	1,000	69,577	-1,494

		t statistic	-2,280	-	3,318			
	first difference	Parametro	-0,430	-	-	1,000	4,560	-4,642
		t statistic	-5,014	-	-			
SFOR	level	Parametro	-0,036	-	0,238	1,000	49,405	-1,803
		t statistic	-2,248	-	2,267			
	first difference	Parametro	-0,408	-	-	-	-	-4,910
		t statistic	-4,808	-	-			
COBt	level	Parametro	-0,044	-	0,261	1,10	8,071	-1,349
		t statistic	-2,189	-	2,187			
	first difference	Parametro	-0,596	-	-	5,900	5,517	-6,580
		t statistic	-5,844	-	-			

Tab. 7-4b Valori critici asintotici per ADF test e PP test per unit root

Con costante	X	X	-
Con trend	X	-	-
10%	-3,12	-2,57	-1,62
5%	-3,41	-2,86	-1,95
1%	-3,96	-3,43	-2,58

Fonte: Wooldridge

Tab. 7.5a Unit root test sulle COPPIE di serie storiche – routine di Shazam

Variabile	Con costante			Con costante e trend		
	ADF test		PP test	ADF test		PP test
	t statistico per unit root	Log AIC	t statistic	Test per unit root	Log AIC	t statistic 5% cv = -1,95, - 2,86 i, -3,41 i+t
2001-2008						
POLM - POLR	-4,27	-7,46	-4,36	-4,23	-7,49	-4,32
POLR - POLMy	-2,73	-7,38	-4,37	-3,50	-7,46	-5,14
SBOMr - SBOR	-2,37	-7,10	-4,00	-2,25	-7,24	-4,45
SBOMg - SBOR	-2,95	-7,01	-3,99	-2,63	-7,04	-4,05
SFOMr - SFOR	-3,84	-6,63	-4,37	-4,03	-6,71	-4,51
SFOMg - SFOR	-2,98	-7,05	-4,70	-3,21	-7,06	-4,94
POLR - COBt	-1,69	-5,18	-2,09	-2,36	-5,43	-1,80
SBOR - COBt	-1,28	-5,44	-2,10	-1,93	-5,91	-1,79
SFOR - COBt	-2,65	-5,26	-2,17	-2,57	-5,61	-1,91
RSOR - COBt	-2,34	-5,41	-2,67	-2,78	-6,05	-2,17
2002-2008						
POLM - Pigas	-1,66	-6,31	-1,41	-2,35	-6,30	-1,28
SBOMr - Pigas	-1,73	-6,26	-1,36	-2,08	-6,41	-1,45
SFOMr - Pigas	-2,01	-6,19	-1,56	-2,05	-6,21	-1,56
POLM - PIOC	-1,62	-6,04	-1,76	-1,94	-6,16	-1,61
SBOMr - PIOC	-1,56	-5,82	-1,83	-1,66	-6,10	-1,74
SFOMr - PIOC	-1,81	-5,77	-1,91	-1,79	-5,68	-1,95

Tab. 7.5b Verifica dei parametri di cointegrazione per coppie con rimozione dei fattori stagionali

	POLM=f (POLR)			POLR=f(POLMy)			SBOMr=f(SBOR)			SFOMr=f(SFOR)		
Variabile dipendente	Δe_{POLM}			Δe_{POLR}			Δe_{SBOMr}			Δe_{SFOMr}		
Variabili indipendenti	parametro	t statistico	significatività	parametro	t statistico	significatività	parametro	t statistico	significatività	parametro	t statistico	significatività
<i>lag(e)</i>	-0,31663	-4,009	***	-0,32384	-3,35	-	-0,43064	-5,024	***	-0,48123	-5,52	***
$\Delta e1$	-	-	-	-0,38729	-3,962	***	-	-	-	0,35078	3,088	***
$\Delta e2$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\Delta e3$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,24765	2,297	**
$\Delta e4$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1869	1,92	*
$\Delta e5$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\Delta e6$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\Delta e7$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,19923	-1,872	*
$\Delta e8$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\Delta e9$	-	-	-	-0,13413	-1,772	*	-	-	-	-	-	-
$\Delta e10$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\Delta e11$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\Delta e12$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>intercetta</i>	-0,00013	0,05443	-	-0,01091	-2,045	-	-	-	-	-	-	-
<i>trend</i>	-	-	-	0,000164	1,84	-	-	-	-	-	-	-
Osservazioni	96			96			97			96		
R ²	0,1656			0,4044			0,2134			0,2956		
AIC	-7,572			-7,9081			-7,486			-6,7289		
SC	-7,5137			-7,7654			-7,459			-6,5891		
<i>Δe Joint F test</i>	-			9,2919471		***	-		-	4,0270741		**

Legenda per significatività

*** 1%

** 5%

* 10%

Tab. 7.6 Fattori stagionali significativi considerati per tab, 7.5b				
Coppia di serie storiche	Mesi di stagionalità	parametro	T/F test	Significatività
POLM - POLR	Set	0,030993	1,907	**
R ²	0,9873			
POLMy - POLR	non presente			
SBOMr - SBOR	Feb	-0,028343	-1,666	*
	Mar	-0,037436	-2,202	**
	Apr	-0,054305	-3,195	***
	Mag	-0,049062	-2,887	***
	Giu	-0,069625	-4,1	***
	Lug	-0,077594	-4,57	***
	Ago	-0,056325	-3,318	***
	Set	-0,037848	-2,229	**
R ²	0,992			

F test	Feb → Set	3,7355143	***
SFOMr - SFOR			
	Ago	0,063926	2,501
R ²	0,9828		
Osservazioni			
		96	

Legenda per significatività	
***	1%
**	5%
*	10%

Tab. 7.7 Equazioni di lungo periodo su variabili che hanno mostrato cointegrazione

Variabile dip.	SBOMr			Variabile dip.	SUFOMr			Variabile dip.	POLM		
<i>Variabili indep.</i>	parametro	t statistico	significatività	<i>Variabili indep.</i>	parametro	t statistico	significatività	<i>Variabili indep.</i>	parametro	t statistico	significatività
<i>SBOR</i>	0,909	101,740	***	<i>SUFOR</i>	1,007	60,700	***	<i>POLR</i>	0,707	81,730	***
<i>Mar</i>	-0,023	-1,729	*	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Apr</i>	-0,039	-3,021	***	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Mag</i>	-0,034	-2,621	***	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Giu</i>	-0,055	-4,198	***	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Lug</i>	-0,063	-4,809	***	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Ago</i>	-0,042	-3,182	***	<i>Ago</i>	-0,059	-2,892	***	-	-	-	-
<i>Set</i>	-0,023	-1,767	*	-	-	-	-	<i>Set</i>	0,035	2,956	***
<i>Ott</i>	-	-	-	-	-	-	-	<i>Ott</i>	0,030	2,544	**
<i>Costante</i>	0,791	13,740	***	<i>Costante</i>	-0,269	-2,360	**	<i>Costante</i>	2,388	43,870	***
Osservazioni	96,000			Observations	96,000			Observations	96,000		
R ²	0,992			R ²	0,979			R ²	0,986		

Tab. 7.8 Stima del modello simmetrico di correzione dell'errore

ΔSBOM _r				SUFOM _r				ΔPOLM			
Variabile dip. Variabili indep.	parametro	t statistico	sign.	Variabile dip. Variabili indep.	parametro	t statistico	sign.	Variabile dip. Variabili indep.	parametro	t statistico	sign.
<i>t</i>	0,000	1,994	**	<i>t</i>	-	-	-	<i>t</i>	-	-	-
<i>mag</i>	0,026	1,970	*	<i>mag</i>	-	-	-	<i>mag</i>	-	-	-
<i>giu</i>	-	-	-	<i>giu</i>	-	-	-	<i>giu</i>	-	-	-
<i>lug</i>	-	-	-	<i>lug</i>	-	-	-	<i>lug</i>	-	-	-
<i>ago</i>	0,041	3,193	***	<i>ago</i>	0,021	2,486	**	<i>ago</i>	-	-	-
<i>set</i>	0,033	2,684	***	<i>set</i>	-	-	-	<i>set</i>	0,046	2,870	***
<i>oct</i>	-	-	-	<i>oct</i>	-	-	-	<i>oct</i>	-	-	-
<i>lagECM</i>	-0,677	-4,789	***	<i>lagECM</i>	-0,387	-7,197	***	<i>lagECM</i>	-0,287	-1,939	*
ΔSBOM,1	0,399	3,358	***	ΔSFOM,1	0,383	7,512	***	ΔPOLM1	0,168	1,703	*
ΔSBOM,2	0,384	3,400	***	ΔSFOM,2	-	-	-	ΔPOLM2	-	-	-
ΔSBOM,3	0,215	1,817	**	ΔSFOM,3	0,197	2,014	**	ΔPOLM3	-	-	-
ΔSBOM,4	0,237	2,117	**	ΔSFOM,4	-	-	-	ΔPOLM4	-	-	-
ΔSBOM,5	0,261	2,299	**	ΔSFOM,5	-	-	-	ΔPOLM5	-	-	-
ΔSBOM,6	-	-	-	ΔSFOM,6	-0,141	-1,932	*	ΔPOLM6	-0,019	-3,028	***
ΔSBOM,7	0,010	1,716	*	ΔSFOM,7	-	-	-	ΔPOLM7	-	-	-
Continua											
Segue											
ΔSBOM,8	-	-	-	ΔSFOM,8	-	-	-	ΔPOLM8	-	-	-
ΔSBOM,9	-	-	-	ΔSFOM,9	-	-	-	ΔPOLM9	-	-	-
ΔSBOM,10	0,383	3,457	***	ΔSFOM,10	0,257	3,008	***	ΔPOLM10	-	-	-
ΔSBOM,11	-	-	-	ΔSFOM,11	-	-	-	ΔPOLM11	-	-	-
ΔSBOM,12	-	-	-	ΔSFOM,12	-0,114	-2,082	**	ΔPOLM12	-	-	-
ΔSBOR	1,049	191,700	***	ΔSFOR	0,509	12,470	***	ΔPOLR	1,138	156,300	***
ΔSBOR1	-0,415	-3,348	***	ΔSFOR1	-	-	-	ΔPOLR1	-0,187	-1,674	*
ΔSBOR2	-0,408	-3,456	***	ΔSFOR2	-	-	-	ΔPOLR2	-	-	-
ΔSBOR3	-0,219	-1,773	**	ΔSFOR3	-0,177	-2,667	***	ΔPOLR3	-	-	-
ΔSBOR4	-0,239	-2,037	**	ΔSFOR4	-0,156	-2,470	**	ΔPOLR4	-	-	-

$\Delta SBOR5$	-0,281	-2,369	**	$\Delta SFOR5$	-	-	-	$\Delta POLR5$	-	-	-
$\Delta SBOR6$	-	-	-	$\Delta SFOR6$	-	-	-	$\Delta POLR6$	-	-	-
$\Delta SBOR7$	-	-	-	$\Delta SFOR7$	0,138	2,210	**	$\Delta POLR7$	-	-	-
$\Delta SBOR8$	-	-	-	$\Delta SFOR8$	-	-	-	$\Delta POLR8$	0,017	2,239	**
$\Delta SBOR9$	-	-	-	$\Delta SFOR9$	-	-	-	$\Delta POLR9$	-	-	-
$\Delta SBOR10$	-0,400	-3,442	***	$\Delta SFOR10$	-0,136	-1,821	*	$\Delta POLR10$	-	-	-
$\Delta SBOR11$	-	-	-	$\Delta SFOR11$	-	-	-	$\Delta POLR11$	-	-	-
$\Delta SBOR12$	-	-	-	$\Delta SFOR12$	-	-	-	$\Delta POLR12$	-	-	-
<i>costante</i>	-0,020	-2,498	**	<i>costante</i>	-	-	-	<i>costante</i>	0,007	-1,649	-
Observations	96,000			Observations	96,000			Observations	96,000		
R²	0,998			R²	0,914			R²	0,996		
AIC	-6,813			AIC	-7,638			AIC	-6,315		
SC	-6,279			SC	-7,289			SC	-6,101		
Joint F test su Δvalues	2682,391		***	Joint F test su Δvalues	36,204273		***	Joint F test su Δvalues	4078,2229		***

Tab. 7.9 Test di non causalità secondo Granger

Var. dip.	SBOMr			SBOR			Var. dip.	SFOMr			SFOR			Var. dip.	POLM			POLR		
	par.	t stat.	sign.	par.	t stat.	sign.		Var. indep.	par.	t stat.	sign.	par.	t stat.		sign.	Var. indep.	par.	t stat.	sign.	par.
SBOM,1	0,91	5,37	***	-	-	-	SFOM,1	1,09	6,54	***	-	-	-	POLM1	0,69	4,06	***	-	-	-
SBOM,2	-0,36	-2,04	**	-0,16	-1,46	-	SFOM,2	-0,52	-2,41	**	-	-	-	POLM2	-	-	-	-	-	-
SBOM,3	-	-	-	-	-	-	SFOM,3	0,41	2,30	**	-	-	-	POLM3	-	-	-	-	-	-
SBOM,4	-	-	-	-	-	-	SFOM,4	-	-	-	0,52	3,39	***	POLM4	0,26	2,09	**	-	-	-
SBOM,5	-	-	-	-	-	-	SFOM,5	-	-	-	-	-	-	POLM5	-0,32	-2,49	**	-	-	-
SBOM,6	-0,30	-2,75	***	-	-	-	SFOM,6	-0,44	-2,05	**	-	-	-	POLM6	-	-	-	0,45	1,51	-
SBOM,7	0,21	1,44	-	-	-	-	SFOM,7	0,43	2,13	**	-	-	-	POLM7	-0,15	-1,70	*	-0,81	-2,79	***
SBOM,8	-0,23	-2,09	**	-	-	-	SFOM,8	-	-	-	-	-	-	POLM8	-	-	-	-	-	-
SBOM,9	-	-	-	-	-	-	SFOM,9	-	-	-	-	-	-	POLM9	-	-	-	-	-	-
SBOM,10	-	-	-	-0,49	-3,16	***	SFOM,10	0,22	1,07	-	-	-	-	POLM10	-	-	-	0,21	0,96	-
SBOM,11	-	-	-	-	-	-	SFOM,11	-0,33	-1,60	-	-	-	-	POLM11	-	-	-	-0,18	-1,04	-
SBOM,12	-0,12	-2,22	**	-	-	-	SFOM,12	-	-	-	-	-	-	POLM12	-	-	-	-	-	-
SBOR1	0,46	3,47	***	1,22	16,42	***	SFOR1	0,58	4,99	***	1,41	14,45	***	POLR1	0,43	3,18	***	1,35	12,92	***

SBOR2	-0,24	-1,55	-	-	-	-	SFOR2	-0,40	-3,08	***	-0,54	-4,63	***	POLR2	-0,21	-2,12	**	-0,31	-2,44	**
SBOR3	0,25	2,45	**	-	-	-	SFOR3	-	-	-	-	-	-	POLR3	-	-	-	-	-	-
SBOR4	-	-	-	-	-	-	SFOR4	-0,20	-1,77	*	-	-	-	POLR4	-	-	-	-	-	-
SBOR5	-	-	-	-	-	-	SFOR5	-	-	-	-0,41	-3,22	***	POLR5	-	-	-	-	-	-
SBOR6	-	-	-	-0,25	-3,45	***	SFOR6	0,25	1,80	*	-	-	-	POLR6	-	-	-	-0,37	-1,86	*
SBOR7	-	-	-	-	-	-	SFOR7	-	-	-	-	-	-	POLR7	-	-	-	0,38	1,85	*
SBOR8	-	-	-	-	-	-	SFOR8	-0,21	-1,55	-	-	-	-	POLR8	-	-	-	-	-	-
SBOR9	-	-	-	-	-	-	SFOR9	-	-	-	-	-	-	POLR9	-	-	-	0,16	1,50	-
SBOR10	0,21	3,20	***	0,49	3,39	***	SFOR10	-0,16	-0,98	-	-	-	-	POLR10	0,14	2,63	**	-	-	-
SBOR11	-	-	-	-	-	-	SFOR11	0,23	1,46	-	-	-	-	POLR11	-	-	-	-	-	-
SBOR12	-	-	-	-	-	-	SFOR12	-0,08	-0,67	-	-0,19	-3,36	***	POLR12	-	-	-	-	-	-
trend	0,00	3,53	***	0,00	2,73	***	trend	0,00	3,06	***	0,00	3,40	***	trend	-	-	-	-	-	-
Costante	1,41	5,09	***	1,26	4,07	***	Costante	0,87	3,92	***				Costante	1,28	3,18	***	1,01	1,89	*
Osservazioni	96,00			96,00			Osservazioni	96,00			96,00			Osservazioni	96,00			96,00		
R ²	0,99			0,98			R ²	0,99			0,98			R ²	0,98			0,98		
Joint F test :							Joint F test :							Joint F test :						
su tutti i valori passati	174,05	***		256,67	***		su tutti i valori passati	245,23	***		372,44			su tutti i valori passati	466,47	***		358,64	***	
di SBOR	7,96	***	-	-	-	-	di SFOR	4,51	***	-	-	-	-	di POLR	5,20	***	-	-	-	-
di SBOM _t	-	-	-	5,96	***	-	di SFOM _t	-	-	-	11,57	***	-	di POLM	-	-	-	3,28	**	-

Tab. 7.10 Test per l'asimmetria di trasmissione dei prezzi

Var. dip.	dSBOMr			Var. dip.	dSFOMr			Var. dip.	ΔPOLM		
Var. indep.	par.	t stat.	sign.	Var. indep.	par.	t stat.	sign.	Var. indep.	par.	t stat.	sign.
e ⁺	0,903	-7,786	***	e ⁺	0,722	8,320	***	e ⁺	0,727	5,928	***
e ⁻	0,722	6,395	***	e ⁻	0,483	3,680	***	e ⁻	0,379	2,868	***
ΔSBOM,1	0,678	-7,418	***	ΔSFOM,1	0,470	-4,511	***	ΔPOLM1	-0,559	-5,838	***
ΔSBOM,2	0,693	-8,339	***	ΔSFOM,2	0,616	-7,290	***	ΔPOLM2	-0,436	-4,132	***
ΔSBOM,3	0,633	-7,387	***	ΔSFOM,3	0,368	-3,827	***	ΔPOLM3	-0,431	-4,708	***
ΔSBOM,4	0,576	-7,379	***	ΔSFOM,4	0,505	-5,170	***	ΔPOLM4	-0,341	-3,498	***
ΔSBOM,5	0,461	-5,737	***	ΔSFOM,5	0,457	-4,758	***	ΔPOLM5	-0,386	-4,251	***

$\Delta SBOM,6$	-	0,461	-6,188	***	$\Delta SFOM,6$	-	0,551	-5,752	***	$\Delta POLM6$	-0,374	-4,318	***
$\Delta SBOM,7$	-	0,366	-4,715	***	$\Delta SFOM,7$	-	0,247	-2,486	**	$\Delta POLM7$	-0,303	-3,349	***
$\Delta SBOM,8$	-	0,312	-4,210	***	$\Delta SFOM,8$	-	0,252	-2,524	**	$\Delta POLM8$	-0,163	-1,842	*
$\Delta SBOM,9$	-	0,219	-2,856	***	$\Delta SFOM,9$	-	-	-	-	$\Delta POLM9$	-	-	-
$\Delta SBOM,10$	-	0,127	-1,588	-	$\Delta SFOM,10$	-	-	-	-	$\Delta POLM10$	-0,131	-1,529	***
$\Delta SBOM,11$	-	0,102	-1,430	-	$\Delta SFOM,11$	-	-	-	-	$\Delta POLM11$	-	-	-
$\Delta SBOM,12$	-	-	-	-	$\Delta SFOM,12$	-	-	-	-	$\Delta POLM12$	-	-	-
$\Delta SBOR$	0,846	21,620	***	$\Delta SFOR$	0,817	16,570	***	$\Delta POLR$	0,728	21,250	***		
$\Delta SBOR1$	0,683	10,180	***	$\Delta SFOR1$	0,677	9,757	***	$\Delta POLR1$	0,442	6,076	***		
$\Delta SBOR2$	0,629	8,488	***	$\Delta SFOR2$	0,608	8,562	***	$\Delta POLR2$	0,312	3,847	***		
$\Delta SBOR3$	0,621	8,590	***	$\Delta SFOR3$	0,426	5,565	***	$\Delta POLR3$	0,368	5,779	***		
$\Delta SBOR4$	0,524	7,793	***	$\Delta SFOR4$	0,394	4,603	***	$\Delta POLR4$	0,301	4,438	***		
$\Delta SBOR5$	0,442	6,176	***	$\Delta SFOR5$	0,425	5,485	***	$\Delta POLR5$	0,279	4,624	***		
$\Delta SBOR6$	0,431	6,748	***	$\Delta SFOR6$	0,480	6,325	***	$\Delta POLR6$	0,286	4,719	***		
$\Delta SBOR7$	0,352	5,276	***	$\Delta SFOR7$	0,393	4,982	***	$\Delta POLR7$	0,239	3,956	***		
$\Delta SBOR8$	0,327	4,898	***	$\Delta SFOR8$	0,229	2,750	***	$\Delta POLR8$	0,170	2,786	***		
$\Delta SBOR9$	0,240	3,357	***	$\Delta SFOR9$	0,163	2,848	***	$\Delta POLR9$	0,044	1,180	-		
$\Delta SBOR10$	0,156	2,250	**	$\Delta SFOR10$	-	-	-	$\Delta POLR10$	0,115	2,052	**		
$\Delta SBOR11$	0,154	2,221	**	$\Delta SFOR11$	0,093	2,551	**	$\Delta POLR11$	0,053	1,525	-		
$\Delta SBOR12$	-	-	-	$\Delta SFOR12$	-	-	-	$\Delta POLR12$	0,072	2,154	**		
-	-	-	-	aug	-	-	-	sep	-0,018599	2,61	**		
costante	0,008	1,582	-	costante	0,007	-2,611	**	costante	-0,011	-3,181	***		
Osservazioni	96,000			Osservazioni	96,000			Osservazioni	96,000				
R²	0,960			R²	0,955			R²					
F test :				Joint F test :				Joint F test :					
tutti i $\Delta = 0$	42,641	***		tutti i valori = 0	51,903	***		tutti i valori = 0	35,395	***			
e⁺ = e⁻	1,040	-		e⁺ = e⁻	2,779	-		e⁺ = e⁻	2,885	*			

Tab. 7.11 Modello asimmetrico per la correzione dell'errore			
Dependent variable	Δ POLM		
Independent variables	parametro	t statistico	significatività
<i>t</i>	-	-	-
<i>sep</i>	0,040332	3,225	***
<i>oct</i>	-	-	-
<i>lagECM</i>	-0,70738	-5,004	***
Δ POLM1	-	-	-
Δ POLM2	-0,15334	-2,195	**
Δ POLM3	-	-	-
Δ POLM4	0,42242	2,817	***
Δ POLM5	-	-	-
Δ POLM6	-	-	-
Δ POLM7	-	-	-
Δ POLM8	-0,13353	-1,592	-
Δ POLM9	0,29384	1,815	*
Δ POLM10	-	-	-
Δ POLM11	-	-	-
Δ POLM12	-	-	-
Δ POLR	0,64445	12,29	***
Δ POLR1	-	-	-
Δ POLR2	-	-	-
Δ POLR3	-	-	-
Δ POLR4	-0,21372	-1,828	*
Δ POLR5	-	-	-
Δ POLR6	-	-	-
Δ POLR7	-	-	-
Δ POLR8	-	-	-
Δ POLR9	-0,35332	-3,124	***
Δ POLR10	-0,07799	-1,298	-
Δ POLR11	-	-	-
Δ POLR12	-	-	-
<i>costante</i>	-0,01263	3,991	***
Observations	96		
R ²	0,8074		
AIC	-7,431		
SC	-7,1149		
<i>Joint F test</i>	32,356659		***

BIBLIOGRAFIA

Ayat L., Burridge P. (2000). Unit root test in the presence of uncertainty about the non stochastic trend". *Journal of Econometrics* 95, 71-96

Antonini E. - Francescato V. (2007), *Biocombustibili produzione ed uso energetico in agricoltura*, Associazione Italiana Energia dal Legno, Legnaro (PD).

Antonini E.- Berton M.- Bona S.- Francescato V.(2007), *Olio vegetale puro produzione ed uso come biocarburante in agricoltura*, Associazione Italiana Energia dal Legno, Legnaro (PD).

APAT - ARPA Lombardia (2008), *Stima dei consumi di legna da ardere per riscaldamento ed uso domestico in Italia*.

Ardeni, P.G. (1989), Does the law of one price really hold for commodity prices? *American Journal of Agricultural Economics*, 71:303-328.

Autorità per l'energia elettrica ed il gas (2008), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Roma.

Baffes, J. (1991), Some further evidence on the Law of One Price. *American Journal of Agricultural Economics*, 4:21-37.

Balassa, B. (1977), Revealed comparative advantage revisited: an analysis of relative export share of the industrial countries, 1953.1971, *The Manchester School of Economic & Social Studies*, 1977, vol. 45, issue 4, pagg. 327-344.

Batra A., Khan Z. (2005). Revealed comparative advantage: an analysis for India and China. ICRIER, Working paper n.168.

Blauch, B. (1997). Testing for food market integraton revisited. *Journal of Development studies*, 33:477-487

Commissione Europea (2005), *Doing More with less – Green paper on energy efficiency*.

Commissione Europea (2007), COM(2006) 845 Final: *Biofuel progress Report*, Brussels.

Commissione Europea (2008), COM(2008) 19 Final – *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*, Brussels.

Conforti, P. (2004), Price transmission in selected agricultural markets. FAO Commodity and trade policy research working paper n.07.

ECOFYS, Fraunhofer, EEG, LEI & SEVEn (2008), Promotion and Growth of renewable energy sources and systems, Utrecht.

Enea (2006), Le tecnologie per i biocombustibili e i biocarburanti: opportunità e prospettive per l'Italia, Workshop Enea per l'agroindustria e i biocombustibili, Roma.

ENEA (2008), Rapporto Energia e Ambiente 2007, Roma.

Esposti R. (2008). Food, feed and Fuel: biocarburanti, mercati agricoli e politiche. Gruppo 2013, Working paper n.10.

EurObserv'ER (2008), Biofuels Barometer, Le Journal des energies renouvelables, n.185

European Biomass Association (2007), European Biomass Statistics 2007.

Eurostat (2008), Energy Yearly Statistics 2006, Lussemburgo.

Gestore Mercato Elettrico (2008), Relazione Annuale 2007, Roma.

Gestore dei servizi elettrici (2007) Incentivazione delle fonti rinnovabili con il sistema dei certificati verdi. Bollettino aggiornato al 30/06/2007, Roma

Gestore dei servizi elettrici (2008). Le attività del Gestore dei servizi elettrici – Rapporto 2007, Roma

Gestore dei servizi elettrici (2008). Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia, Roma

Gnudi, G. (2007), Riconversione degli zuccherifici, qualcosa di muove, Terra e Vita n.34 pag. 19

Granger C.W. J., Lee T.H. (1989). Investigation of Production, sales and inventory relationships using multicointegration and non symmetric error correction models. Journal of Applied Econometrics, 4:145-159

Hameed A. A. A., Arshad F.M. (2008). The impact of petroleum Prices on Vegetable oil prices: evidence from cointegration tests. International Borneo Business Conference on Global Changes: Corporate Responsibility.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2007), Climate change 2007: synthesis report – Summary for Policymakers, Valencia (Spagna), 12-17 novembre 2007.

International Energy Agency (2008), Energy Technology Perspectives . Executive Summary, Parigi, <http://www.iea.org/Textbase/npsum/ETP2008SUM.pdf>

Jodice R., Masini S. (2006) (a cura di), L'energia del nostro futuro. La seconda vita dell'agricoltura. Procom Edizioni.

Observ'ER EDF (2007), Worldwide electricity production from renewable energy sources – Stats and figures series.

OECD (2006), Agricultural market impacts of future growth in the production of biofuels. Directorate for Food, Agriculture and Fisheries . Committee for agriculture, Paris.

Peri M., Baldi, L. (2008). Biodiesel and Vegetable Oil Market in European Union: some evidences from threshold cointegration analysis. 12th Congress of the European Association of Agricultural Economics.

Prakash, A., Oliver E., & Balcombe, K. (2001). Does Building roads create traffic: some new evidence. Applied Economics, 33:1579-1585

Rapsomanikis. G., Hallam, D. & Conforti P. (2003) Market integration and price transmission in selected food and cash crop markets of developing countries: review and applications. FAO Commodity Market Review, FAO Commodities and Trade Division, Roma.

Ravallion, M. (1986), Testing market integration. American Journal of Agricultural Economics. 68(2):292-307.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2008), Renewable 2007 Status Report, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH.

Sexton, R., Kling., C. & Carman H. (1991), Market integration, efficiency of arbitrage and imperfect competition: methodology and application to US celery. American Journal of Agricultural Economics. 73:568-580

Simeh M.A. (2004), Comparative advantage of the European rapeseed industry vis-à-vis other oil and fats producers. Oil Palm Industry Economic Journal, Vol 4(2) 2004, pagg. 14-22.

UNEP, SEFI & New Energy Finance (2008), Global Trends in Sustainable Energy Investments 2008.

Yu, T.H., Bessler D. A. & Fuller S. (2006) Cointegration and causality analysis of world vegetable oil and crude oil prices. Selected paper American Agricultural Economics Association Annual Meeting, Long Beach . California.

Woolridge J.F. (2003). Introductory Econometrics . A modern Approach. Thomson South Western

Siti internet consultati

<http://register.consilium.europa.eu/pdf/it/07/st07/st07224-re01.it07.pdf>, consultato il 09/09/08

<http://ec.europa.eu/eurostat>, consultato ripetutamente tra luglio e dicembre 2008

http://ec.europa.eu/energy/res/publications/doc/2008_03_progress_final_report_en.pdf
consultato il 15/09/08

<http://www.uepa.be/home.php> consultato il 20/09/08

<http://www.ebio.org> consultato il 20/09/08

<http://www.fiper.it> consultato il 25/09/08

<http://www.autorita.energia.it/> consultato il 25/09/08

www.gsel.it consultato ripetutamente nel corso del 2006-2008

www.regione.veneto.it consultato ripetutamente nel corso del 2007-2008

<http://www.terna.it> consultato ripetutamente nel corso del 2007

www.mercatoelettrico.org consultato ripetutamente nel corso del 2007-2008

www.agenziaentrate.it consultato ripetutamente nel corso di settembre 2008

www.istat.it consultato ripetutamente nel corso di agosto 2008

<http://www.apat.gov.it> consultato ripetutamente nel corso di agosto 2008

<http://www3.corpoforestale.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/1> consultato
ripetutamente nel corso di agosto 2008

<http://www.tesaf.unipd.it/pettenella/index.html> consultato ripetutamente nel corso di
maggio - dicembre 2008

www.energies-renouvelables.org consultato ripetutamente nel corso del 2007-2008

www.assocostieri.it consultato ripetutamente nel corso del 2007-2008

<http://www.ebb-eu.org> consultato ripetutamente nel corso del 2007-2008

http://econ.mpob.gov.my/economy/EID_web.htm consultato ripetutamente nel corso del
2007-2008

<http://borsa.granariamilano.org> consultato ripetutamente nel corso del 2007-2008

<http://tonto.eia.doe.gov> consultato ripetutamente nel corso di ottobre-gennaio 2009