

**UNIVERSITÁ DEGLI STUDI DI FIRENZE**  
**FACOLTÁ DI AGRARIA**

**DOTTORATO DI RICERCA IN**  
***ECONOMIA VITIVINICOLA E SVILUPPO RURALE***  
**XXII CICLO**

SETTORE DISCIPLINARE: AGR/01

**LE BIOENERGIE COME STRUMENTO DI**  
**MULTIFUNZIONALITÁ DELL'AZIENDA**  
**VITIVINICOLA: UN ESEMPIO DI APPLICAZIONE**  
**IN VALPOLICELLA**

COORDINATORE DEL CORSO:  
PROF. LEONARDO CASINI

TUTORI:  
PROF. DIEGO BEGALLI

PROF. DAVIDE GAETA

DOTTORANDO:  
STEFANO CODURRI

ANNO ACCADEMICO 2009-2010



# INDICE

<u>INTRODUZIONE.....</u>	<u>5</u>
<u>1. LA STRUTTURA DEL MERCATO ENERGETICO.....</u>	<u>9</u>
<u>1.1 Fonti statistiche e terminologia.....</u>	<u>9</u>
<u>1.2 L'offerta mondiale di energia.....</u>	<u>13</u>
<u>1.3 La domanda mondiale uso finale di energia.....</u>	<u>24</u>
<u>1.4 La posizione specifica dell'Italia rispetto all'U.E.....</u>	<u>28</u>
<u>1.5 Le fragilità del sistema energetico italiano alla luce delle dinamiche dei prezzi delle materie prime energetiche e dei costi dell'energia.....</u>	<u>33</u>
<u>1.6 Lo stato dell'arte del biogas in Europa, Italia e Veneto.....</u>	<u>40</u>
<u>2. LA QUESTIONE AMBIENTALE COME VINCOLO AL MERCATO ENERGETICO.....</u>	<u>48</u>
<u>2.1 Il dibattito sull'esistenza del fenomeno del global warming .....</u>	<u>48</u>
<u>2.2 Le emissioni di gas serra alla luce della domanda futura di energia.....</u>	<u>52</u>
<u>2.3 Le cause e gli effetti in chiave di sviluppo sostenibile .....</u>	<u>60</u>
<u>2.4 I vincoli imposti dal Protocollo di Kyoto .....</u>	<u>74</u>
<u>2.5 Da Kyoto a Copenaghen.....</u>	<u>84</u>
<u>3. LE POLITICHE IN GIOCO.....</u>	<u>97</u>
<u>3.1 La politica climatica ed energetica dell'Unione Europea.....</u>	<u>97</u>
<u>3.2 La Politica Agricola Comune e le bioenergie.....</u>	<u>104</u>
<u>3.3 La politica di filiera delle agro-energie.....</u>	<u>113</u>
<u>3.4 Politica vitivinicola in tema di bioenergie .....</u>	<u>125</u>
<u>4. IL CASO STUDIO.....</u>	<u>142</u>
<u>4.1 Il carattere multifunzionale dell'impresa agroenergetica .....</u>	<u>142</u>
<u>4.2 Obiettivi dello studio e le ragioni della scelta del settore vitivinicolo.....</u>	<u>148</u>
<u>4.3 Materiali e metodi.....</u>	<u>150</u>
<u>4.4 I risultati attesi negli investimenti in biomasse.....</u>	<u>155</u>
<u>4.6 Analisi dei risultati.....</u>	<u>163</u>
<u>CONCLUSIONI.....</u>	<u>171</u>
<u>BIBLIOGRAFIA.....</u>	<u>178</u>



## INTRODUZIONE

Il crescente interesse della comunità internazionale intorno al consumo di energia ed ai suoi effetti ha portato alla stesura della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici ed il conseguente, tanto discusso, Protocollo di Kyoto. Piuttosto è recente il ruolo che l'agricoltura è chiamata a svolgere nel quadro dei servizi eco-sistemici che essa può fornire alla collettività, servizi che richiedono strumenti per valorizzare il ruolo multifunzionale e sostenibile che essa può svolgere.

A questa sfida non poteva chiamarsi fuori l'Unione Europea, principale consumatrice, dopo gli USA, di energia con tassi di aumento dello 0,55% annui dal 1990 ad oggi, con una dipendenza dalle importazioni energetiche del 54% e con la componente energetica che contribuisce per l'80% al totale delle emissioni, soddisfatta per il 42% dall'uso di petrolio, per il 23% da gas naturale, per il 21% da elettricità e solo per il 5% da fonti rinnovabili. Il ruolo di queste ultime in Europa dovrebbe crescere al 10% nel 2020 fino al 13% nel 2030.

Seppur la dipendenza della domanda dalle fonti di origine fossile resta non svincolabile, il progresso della ricerca scientifica e la progressiva miniaturizzazione degli impianti tecnologicamente innovativi, specie nella produzione di energia attraverso la biomassa, attribuisce all'impresa agricola una nuova funzione di produzione, trasformazione, vendita e gestione delle reti energetiche che, oltre a favorire l'incremento dei redditi aziendali, svolge anche un ruolo di produzione di esternalità positive.

Questa nuova opportunità è stata oggetto di importante attenzione dalla politica agricola comune, sia negli strumenti di programmazione economica quali Agenda 2000, la Riforma Fischler, il *Biomass Action Plan*, sia nello specifico del Reg. 1782/2003 che sancisce il riconoscimento della funzione energetica dell'azienda agricola considerando l'impiego di biomasse vegetali, lo sfruttamento degli scarti della lavorazione agricola e l'utilizzo dei residui agricoli quali modelli privilegiati di produzione di energia rinnovabile. Anche il recente *Health Check* del novembre 2008, riconfermando il disaccoppiamento, ha favorito l'incentivazione delle culture energetiche, così come l'incentivazione dei Certificati Verdi ed il trasferimento al secondo pilastro degli

incentivi per la partecipazione degli agricoltori alle iniziative economiche di produzione di energia rinnovabile. Il PSR 2007-2013 è dunque divenuto uno degli strumenti di programmazione economica più specifici per l'incentivazione di agro-energie. Tra l'altro, proprio a seguito dell'*Health Check*, la sfida agro-energetica ha acquistato ulteriore peso nella politica del secondo pilastro della UE, tanto da prevedere, con il Reg. 74/2009, l'obbligo di revisione dei PSN (nazionali) entro la fine giugno 2009 per includere nei relativi PSR, specie negli Assi 3 e 4, il sostegno a progetti su scala locale nel campo delle energie rinnovabili.

Se dunque il quadro dell'intervento pubblico nell'economia del mercato energetico sembra essere smaccatamente dichiarato in favore dello sviluppo delle energie da fonte rinnovabile, non altrettanto chiaro risulta l'analisi dei benefici che l'impresa agricola verrebbe a ricevere, in termini di redditività dell'investimento e di multifunzionalità del reddito, nell'assestare questa tendenza che già comincia ad assumere i primi caratteri tipici della bolla speculativa. Ragionando in termini di metodo si tratta di un classico modello di costi-benefici in condizioni di mercato vincolato da intervento pubblico e con prezzi controllati.

Lo scopo del presente lavoro è di valutare, attraverso l'esemplificazione di un caso concreto, la convenienza dell'investimento nella realizzazione di un impianto di recupero di sottoprodotti della trasformazione enologica per la produzione di energia.

La scelta sia del settore, che della fonte di approvvigionamento per la trasformazione energetica non è casuale. Il settore vitivinicolo, al contrario di altre filiere agro-alimentari, è stato sinora il meno studiato dalla pur sterminata letteratura tecnico-economica sull'argomento. Tra le ragioni principali vi è il fatto che, ad oggi, l'utilizzo dei sottoprodotti enologici è regolamentato dall'OCM vino che ne ha destinato l'uso alla sola distillazione. La novità, introdotta nel Reg. 479/2008, di poter destinare ad usi energetici tali scarti della lavorazione, come si riporta nel testo del presente lavoro, può cambiare completamente i termini del problema.

Va detto che il settore vitivinicolo, specie in alcuni distretti ad alta valorizzazione della materia prima ed in virtù della progressiva capacità di trasformazione a valle della catena del valore, è apparso sino ad ora il meno coinvolto dalla progressiva riduzione dei margini di contribuzione che attraversa la produzione agricola. Da ciò il minor interesse anche in tema di contribuzione al reddito e di multifunzionalità.

Di contro alcuni segnali lasciano presagire che si possa assistere ad una vera e propria inversione di tendenza. Da un lato, infatti, le incentivazioni pubbliche in favore della filiera agroenergetica, oltre a rappresentare un elemento decisivo (come si dimostrerà nel presente studio) in favore della redditività dell'investimento, hanno acquisito, attraverso lo strumento del PSR un carattere più locale e quindi più accessibile, gestibile e comprensibile per l'azienda vitivinicola rispetto ai passati interventi comunitari e nazionali. Dall'altro lato, la crisi economica è giunta in modo evidente anche al settore vitivinicolo, sia attraverso la richiesta progressiva di scontistica, sia per i minori consumi. Tendenza che non sembra evolvere positivamente in tempi brevi.

Da qui la necessità di diversificare il rischio di impresa in altri settori e contemporaneamente aumentare le pur ridotte marginalità contraendo voci di costi quali appunto quella dei consumi energetici.

Se dunque i motivi, almeno teorici, a favore o contro l'investimento in agro-energia del vino sembrano attualmente bilanciarsi, elemento decisivo che può spostare l'ago in una direzione positiva della scelta è rappresentato dal quadro delle politiche economiche pubbliche.

Nel capitolo 1 verrà esaminata la struttura del mercato energetico nelle sue principali determinanti: punto di equilibrio tra domanda e offerta, prezzi di mercato delle diverse fonti energetiche, costi delle principali tipologie di energia. L'obiettivo dell'analisi è quello di valutare se esiste un problema di equilibrio di mercato energetico. Particolare attenzione sarà rivolta alla posizione dell'Italia nello scenario energetico internazionale. La struttura del mercato energetico sta assumendo sempre più importanza nella scelte dei decisori pubblici. Ciò avviene perché si tratta di risolvere l'intramontabile equazione alla base dell'economia stessa, vale a dire quello dell'allocazione di risorse limitate. Tutto questo in un momento storico dove le tensioni tra Paesi sono accentuate da due vincoli allo sviluppo: ambiente e crisi economica mondiale.

In tale contesto due sono gli approcci al problema proposti: da un lato, si è cercato di analizzare il mercato dell'energia in termini di rapporto tra domanda e offerta, di prezzi, costi e competitività; dall'altro lato, di cui si tratterà ampiamente nel capitolo 2, si è cercato di comprendere attraverso lo studio della letteratura internazionale di settore il rapporto che esiste tra energia ed ambiente in termini di riscaldamento globale e dinamiche delle emissioni dei gas serra. Nello studio dei diversi approcci al problema è

stato dato ampio spazio al ruolo che il settore agricolo può giocare sia in termini di produzione di energia, sia in termini di produttore di esternalità positive sull'ambiente. Il peso dell'agricoltura deve essere valutato, tuttavia, alla luce degli orientamenti evidenziati dai decisori pubblici dato che la produzione di energia e di esternalità sull'ambiente sono, di fatto, attività accessorie alla produzione di beni destinati all'alimentazione.

Nel capitolo 2 si cercherà di argomentare le ragioni per le quali il *global warming* rappresenta, di fatto, un vincolo del mercato energetico. L'obiettivo dell'analisi è quello di presentare il fenomeno del *global warming* e di evidenziarne cause ed effetti. Particolare attenzione sarà rivolta al Protocollo di Kyoto che rappresenta il vincolo formale al quale gli Stati Parte si dovranno adeguare e all'evoluzione del dibattito internazionale verso la Conferenza della Parti che si terrà a Copenaghen nel dicembre 2009.

Nel capitolo 3 saranno approfonditi gli strumenti di politica economica utilizzati per favorire lo sviluppo delle bioenergie. Saranno, pertanto, individuate le politiche energetiche, ambientali ed agricole a sostegno del settore. Particolare attenzione verrà posta al tema della multifunzionalità nel quadro delle politiche di Sviluppo Rurale.

Nel capitolo precedente abbiamo elencato gli strumenti normativi emanati per favorire lo sviluppo delle bioenergie.

Nel capitolo 4 sarà sviluppata l'applicazione ad un caso studio. Prendendo come campione da un'azienda campione rappresentativa del territorio della Valpolicella, l'analisi sarà condotta al fine di valutare se le bioenergie prodotte a partire dagli scarti della vinificazione, possano rappresentare uno strumento di multifunzionalità per l'azienda agricola.



# 1. LA STRUTTURA DEL MERCATO ENERGETICO

## 1.1 Fonti statistiche e terminologia

Lo studio della struttura del mercato energetico, così come per ogni studio di mercato, porta con sé l'annoso problema di dover trattare fonti statistiche differenti. Ne consegue che spesso il ricercatore deve far fronte, da un lato, a talvolta significative discrepanze tra misure di diversa origine del medesimo fenomeno di indagine, dall'altro lato, le diversità in termini di ampiezza, profondità e precisione delle misurazioni che si riscontrano nelle analisi di fenomeni complessi viene a determinarsi come limite implicito allo studio del fenomeno.

Tali inconvenienti si rendono evidenti anche nello studio della struttura del mercato energetico internazionale. Occorre, innanzitutto, definire il significato dato dagli statistici a dei termini quali *fuel* (carburante), *energy* (energia) e *energy commodities* (materie prime energetiche). Per carburante si intende qualsiasi sostanza bruciata come fonte di calore o di energia, mentre con il termine energia si intende solamente il calore o l'energia prodotta dalle diverse fonti. Il termine materie prime energetiche viene utilizzato quando una statistica copre sia i carburanti, che il calore o l'energia prodotta dalle diverse fonti.

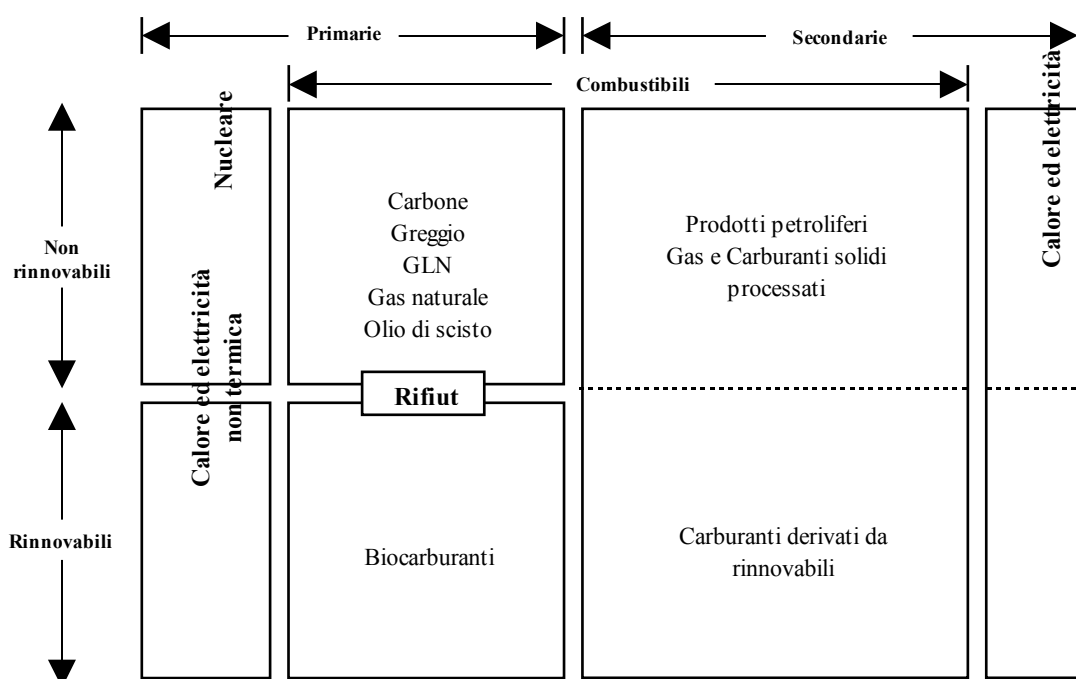
Le materie prime energetiche possono essere classificate in base alla loro capacità di produrre energia disponibile all'uso in primarie e secondarie, mentre possono essere classificate in base all'origine in fonti fossili e fonti rinnovabili (fig. 1.1).

Le materie prime energetiche vengono dette fonti di energia primaria quando vengono estratte direttamente come risorse naturali, come il greggio, il carbone, il gas naturale, oppure sono dette fonti di energia secondaria se prodotte a partire dalle fonti primarie come, ad esempio, la produzione di elettricità ottenuta bruciando il combustibile, i prodotti ottenuti dalla raffinazione del greggio o derivanti dalla lavorazione del carbone. Le fonti fossili (o non rinnovabili) sono estratte da risorse naturali e sono composte da carbone, petrolio e gas, mentre le fonti rinnovabili, ad eccezione dell'energia

geotermica, sono ottenute in modo diretto o indiretto dalla continua disponibilità di energia solare e gravitazionale.

La diversa origine e disponibilità all'uso delle materie prime energetiche generano, da un lato, differenze nelle unità di misura impiegate e, dall'altro lato, determinano fattori di conversione in termini di potere calorifico diversi a seconda della fonte e del processo di trasformazione utilizzato.

**Fig. 1.1 – La terminologia delle materie prime energetiche**

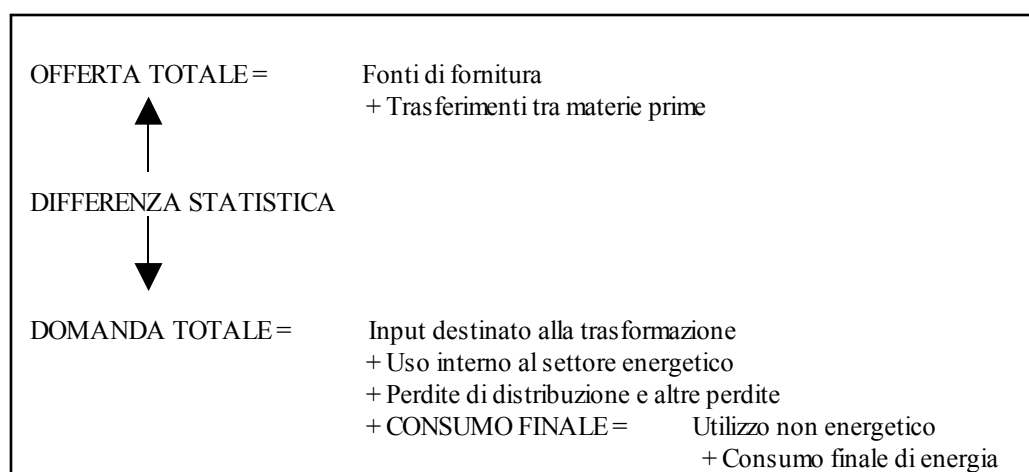


Fonte: Elaborazioni su IEA (2005)

La presentazione dei dati relativi alle materie prime energetiche avviene attraverso uno schema di bilancio nel quale sia le fonti di offerta per ciascuna materia prima, sia le loro destinazioni d'uso sono evidenziate in una singola colonna. Come si può vedere in figura 1.2, offerta totale, domanda totale e consumo finale differiscono tra loro. L'equilibrio tra l'offerta e la domanda di materie prime energetiche è ricostruito attraverso una voce residuale, denominata "differenze statistiche", che rappresenta la misura dell'errore di rilevazione dei dati e/o la misura dell'incompletezza degli stessi. Va rilevato che il consumo finale di materie prime energetiche, al lordo degli usi non energetici, è comunque inferiore al totale della domanda. Quest'ultimo indicatore tiene

conto, infatti, oltre al consumo finale anche degli input di materie prime energetiche destinate alla trasformazione in fonti secondarie, dell'uso interno al settore energetico per i bisogni diversi dalla trasformazione e delle perdite che si verificano tra il momento di produzione delle materie prime energetiche e il momento in cui avviene il loro utilizzo finale. Si tratta di un passaggio importante per la comprensione dell'equilibrio del mercato energetico dato che questa classificazione spiega l'apparente eccedenza di offerta rispetto alla domanda di energia. Ciò è dovuto al fatto che il dibattito scientifico concentra il proprio interesse principalmente sull'analisi dell'offerta di materie prime energetiche e sul loro consumo finale che, come abbiamo visto, non rappresenta il totale della domanda di energia.

**Fig. 1.2 – La struttura di bilancio delle materie prime energetiche**



Fonte: Elaborazioni su IEA (2005)

Esistono differenze talvolta anche significative nella formazione dei bilanci delle materie prime energetiche effettuati dalle diverse organizzazioni. Tuttavia, date le finalità dell'analisi qui proposta, l'attenzione è posta ai metodi presenti in letteratura per determinare la quota delle energie rinnovabili all'interno dell'offerta mondiale di energia.

I metodi principali sono due: metodo IEA e metodo EC. Tutti e due i metodi sono corretti, ma le differenze tra di essi sono spesso causa di confusione generando percezioni distorte in relazione al reale contributo delle differenti fonti energetiche.

Il primo, il metodo IEA, è il metodo più comune, impiegato nella maggior parte dei target politici e dei report statistici. Questo metodo è utilizzato dalla *International*

*Energy Agency (IEA)* da cui prende il nome. Esso è determinato in relazione alla quota delle fonti rinnovabili sul totale di energia primaria. Nella determinazione dell'offerta di energia primaria il metodo IEA conteggia il totale dei carburanti consumati più il valore energetico dell'elettricità prodotta dalle rinnovabili. Il contributo delle rinnovabili viene, pertanto, stimato attraverso un calcolo algebrico, il quale è viziato dalle consistenti perdite di energia che si verificano in tutti gli impianti di produzione di elettricità.

Il principale inconveniente di questo metodo è rappresentato dal fatto che esso conteggia, per gli impianti di produzione di energia, gli input di materia prima per le fonti fossili, le biomasse e il nucleare, mentre conteggia gli output di energia per l'energia eolica, solare ed idroelettrica.

Per evitare le ambiguità sul conteggio delle rinnovabili come quota dell'offerta di energia primaria che è implicita nel metodo sopra descritto, negli ultimi anni sta emergendo un secondo metodo di calcolo, il metodo EC, basato sulla quota in termini di energia finale, dove per energia finale si intende allo stato d'uso finale come elettricità, energia termica e carburanti ad uso diretto.

Il metodo EC ha il vantaggio di conteggiare tutte le forme di energia elettrica in modo equivalente, senza considerare l'origine. La Commissione Europea ha adottato questo metodo nel 2007 quando ha posto il target del 20% delle rinnovabili sul totale dell'energia consumata nel 2020. Per tale ragione è conosciuto come metodo EC.

L'indagine che segue si concentra su quattro principali fonti statistiche. La scelta di tali fonti è giustificata, oltre dal carattere istituzionale degli organismi cui si riferiscono, anche dal costante aggiornamento dei relativi database.

Esse sono:

- i rapporti "*World Energy Outlook* e *Key World Energy Statistics*" prodotti dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), organismo istituito nel 1974 all'interno dell'Organizzazione per la Cooperazione Economica e lo Sviluppo (OECD);
- il libro "*EU Energy and Transport in figures 2009*" a cura della Direzione Generale per l'Energia e i Trasporti della Commissione Europea;
- le pubblicazioni "*Gas and electricity market statistics*" e "*Energy, transport and environment indicators*" edizioni 2007 e relativi database a cura di Eurostat, l'Ufficio statistico delle Comunità Europee;

-i rapporti “*Renewables Global Status Report*” redatti all’interno del *Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century (REN21)*.

## **1.2 L’offerta mondiale di energia**

L’analisi del rapporto tra domanda e offerta di mercato trae origine nel prospetto di bilancio energetico (tab. 1.1). In tale prospetto l’offerta mondiale annuale di energia primaria<sup>1</sup> viene calcolata attraverso la somma algebrica tra la produzione, le importazioni, le esportazioni e le variazioni nello stock suddivisa per ciascuna fonte di energia. La somma algebrica dei singoli flussi determina pertanto l’ammontare dell’offerta totale annuale di energia primaria. Tale ammontare non corrisponde, in prima battuta, alla domanda mondiale annua uso finale di energia. Infatti, dall’offerta totale, vengono sommate algebricamente una serie di voci riconducibili a: trasferimenti tra fonti; differenze statistiche; consumo energetico di centrali elettriche, termiche e impianti CHP, *Gas works*; attività di raffinazione di petrolio grezzo; attività di trasformazione di petrolio; attività di liquefazione; altre trasformazioni; uso proprio; perdite nella distribuzione. In questo modo si perviene al consumo finale totale annuo di energia primaria. Tale ammontare non rappresenta, tuttavia, la domanda mondiale annua uso finale di energia. Per ottenere tale valore bisogna aggiungere, al consumo di energia primaria, anche il consumo finale di energia secondaria<sup>2</sup>, nonché il consumo di energia per la trasformazione della stessa da primaria a secondaria. Se a ciò si aggiungono le perdite nella distribuzione e altri aggregati residuali (trasferimenti e differenze statistiche) viene così ricomposta l’uguaglianza tra il consumo mondiale annuo uso finale di energia e l’offerta mondiale annua di energia primaria. La domanda mondiale annua uso finale di energia può a sua volta essere ripartita a seconda della destinazione tra i settori: industria, trasporti, altri settori, utilizzo non energetico.

La tabella 1 mostra come l’offerta mondiale di energia primaria nell’anno 2007 è pari a 12.029,27 Mtep, mentre il consumo mondiale uso finale di energia è pari a 8.286,07

---

<sup>1</sup> Per fonte di energia primaria si intende una fonte di energia direttamente presente in natura e che quindi non deriva dalla trasformazione di nessuna altra forma di energia. Rientrano in questa classificazione sia fonti rinnovabili (quali ad esempio l’energia solare, eolica, idroelettrica, geotermica, l’energia dalle biomasse), sia fonti esauribili, come i combustibili direttamente utilizzabili (petrolio grezzo, gas naturale, carbone) o l’energia nucleare.

<sup>2</sup> Le fonti di energia secondaria si differenziano dalle fonti di energia primaria in quanto queste ultime possono essere utilizzate solo a valle di una trasformazione di energia (come ad esempio la benzina, l’energia elettrica, l’idrogeno).

Mtep. La differenza, pari a 3.743,20 Mtep, è riconducibile alle perdite nella distribuzione (pari a 200,62 Mtep), a trasferimenti e differenze statistiche (pari nel loro insieme a 26,96 Mtep) e, per la parte rimanente, al consumo di energia secondaria (elettrica e termica) e per il consumo di energia assorbito dal processo di trasformazione da energia primaria e secondaria (pari complessivamente a 3.743,20 Mtep).

**Tab. 1.1 – Bilancio energetico mondiale semplificato, 2007**

<b>Offerta e domanda (Mtep)</b>	<b>Carbone</b>	<b>Petrolio Grezzo</b>	<b>Prodotti petrolif.</b>	<b>Gas</b>	<b>Nucleare</b>	<b>Idroel.</b>	<b>Rifiuti &amp; rinnovabili combinate</b>	<b>Altro (geotermica, solare, eolica)</b>	<b>Totale</b>
Produzione	3208,54	4000,95	-	2498,03	709,14	265	1175,12	83,01	11939,53
Importazioni	589,63	2350,05	972,51	757,55	-	-	5,58	53,27	4728,59
Esportazioni	-602,67	-2217,49	-1024,7	-742,66	-	-	-4,65	-53,35	-4645,48
Variazioni nello stock	-9,18	-1,54	10,07	6,94	-	-	0,34	-	6,63
<i>Offerta mondiale di energia primaria</i>	<i>3186,32</i>	<i>4131,97</i>	<i>-42,08</i>	<i>2519,86</i>	<i>709,1</i>	<i>265</i>	<i>1176,39</i>	<i>82,93</i>	<i>12029,27</i>
Trasferimenti	-	-146,65	166,61	-	-	-	-	-	19,96
Differenze statistiche	12,77	-7,61	-12,31	13,83	-	-	-0,25	0,57	7,00
Centrali elettriche	-1883,67	-27,11	-216,90	-609,03	-702,8	-265	-48,34	1470,4	-2282,22
Centrali CHP	-183,29	-0,05	-25,86	-295,88	-6,32	-	-28,29	322,7	-216,98
Centrali termiche	-99,95	-0,71	-12,28	-87,43	-	-	-7,34	167,93	-39,78
Gas works	-14,39	-	-3,07	10,87	-	-	-	-	-6,59
Raffinerie petrolifere	-	-3959,95	3913,99	-0,57	-	-	-	-	-46,53
Trasformazioni di carbone	-195,02	0,02	-3,07	-0,17	-	-	-	-	-198,24
Liquefazione	-18,23	8,26	-	-5,74	-	-	-	-	-15,71
Altre trasformazioni	0,01	29,15	-30,10	-1,93	-	-	-52,09	-	-54,96
Uso proprio	-73,18	-9,38	-216,91	-220,56	-	-	-10,85	-177,67	-708,54
Perdite nella distribuzione	-2,66	-3,91	-0,32	-27,06	-	-	-0,24	-166,43	-200,62
<i>Domanda mondiale di energia uso finale</i>	<i>728,71</i>	<i>14,05</i>	<i>3517,69</i>	<i>1296,19</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>1029,00</i>	<i>1700,4</i>	<i>8286,07</i>
Industria	583,23	4,68	319,36	461,34	-	-	188,78	717,32	2274,71
Trasporti	3,53	0,01	2160,94	74,77	-	-	34,15	23,34	2296,74
Altri settori	110,21	0,22	453,44	614,99	-	-	806,06	959,75	2944,67
Utilizzo non energetico	31,75	9,15	583,95	145,09	-	-	0,01	-	769,95

Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)

L'analisi strutturale dell'offerta mondiale di energia primaria può essere condotta in due direzioni. La prima pone in evidenza le fonti che contribuiscono all'offerta mondiale di energia primaria (tab. 1.2): petrolio, carbone, gas, rifiuti & rinnovabili combinate, nucleare, idroelettrico e altro (energia geotermica, solare, eolica).

L'aggregato petrolio rappresenta da solo più di 1/3 dell'offerta mondiale di energia primaria nell'anno 2007 (34,0%). Se a ciò aggiungiamo le altre due principali fonti energetiche, vale a dire il carbone (26,5%) ed il gas (20,9%), si può vedere come ben

oltre i 4/5 dell'offerta mondiale di energia primaria (81,4%) sia basata su fonti fossili. Il contributo delle fonti rinnovabili al totale dell'offerta di energia si attesta invece al 12,7% suddiviso nel 9,8% derivante da biomasse, biogas e rifiuti industriali e civili, nel 2,2% derivante da energia idroelettrica e nello 0,7% derivante complessivamente da energia geotermica, energia solare ed energia eolica). L'energia da fonte nucleare contribuisce al 5,9% dell'offerta totale.

**Tab. 1.2 – Offerta mondiale di energia primaria per fonte, 2007**

<b>Fonte di energia</b>	<b>Mtep</b>	<b>%</b>
Petrolio <sup>(1)</sup>	4089,9	34,0
Carbone	3186,3	26,5
Gas	2519,9	20,9
Rifiuti & rinnovabili combinate <sup>(2)</sup>	1176,4	9,8
Nucleare	709,1	5,9
Idroelettrico	264,8	2,2
Altro <sup>(3)</sup>	82,9	0,7
	<i>12029,</i>	<i>100,</i>
<i>Totale Mondo</i>	<i>3</i>	<i>0</i>

<sup>(1)</sup> Pari alla differenza tra petrolio grezzo (4131,97 Mtep) e prodotti petroliferi (42,08 Mtep) di tabella 1

<sup>(2)</sup> Comprende biomasse solide, biomasse liquide, biogas, rifiuti industriali e rifiuti civili

<sup>(3)</sup> Comprende energia geotermica, solare, eolica, termica, ecc.

Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)

**Tab. 1.3 – Offerta mondiale di energia primaria per regione, 2007**

<b>Regione di produzione</b>	<b>Mtep</b>	<b>%</b>
Paesi OECD	5497,4	45,7
Asia e Medio Oriente	3897,5	32,4
Area ex Unione Sovietica	1022,5	8,5
Africa	625,5	5,2
America Latina	553,3	4,6
Resto del Mondo	433,1	3,6
	<i>12029,</i>	<i>100,</i>
<i>Totale Mondo</i>	<i>3</i>	<i>0</i>

Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)

La seconda direzione analizza la distribuzione dell'offerta mondiale di energia per macro-regioni nell'anno 2007 (tab. 1.3). La quota più consistente, pari a 5497.4 Mtep che rappresentano il 45,7% del totale dell'energia primaria, viene prodotta nei Paesi che fanno parte dell'Organizzazione per la Cooperazione Economica e lo Sviluppo (OECD)<sup>3</sup>. La seconda area principale produttrice di energia è l'area Asia e Medio

<sup>3</sup> I Paesi che aderiscono all'OECD sono: Australia, Austria, Belgio, Canada, Corea del Sud, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Giappone, Grecia, Irlanda, Islanda, Italia, Lussemburgo, Messico,

Oriente che, con 3.897.5 Mtep copre una quota pari al 32,4% del totale. L'area ex Unione Sovietica<sup>4</sup> produce, invece, l'8,5% dell'energia mondiale (1.022,5 Mtep). La regione africana e quella dell'america latina contribuiscono rispettivamente, con una produzione di 625.5 Mtep e di 553,3 Mtep, al 5,2% e al 4,6% dell'offerta mondiale. La quota rimanente di energia (Altro 3,6% pari a 433.1 Mtep) viene prodotta nei Paesi Europei che non appartengono all'OECD e nei bunker marini e aerei internazionali.

La scomposizione del dato aggregato consente di valutare la posizione dei singoli Paesi rispetto alla produzione di fonti fossili (petrolio, gas e carbone). La tabella 1.4 elenca i principali Paesi produttori di petrolio grezzo nell'anno 2007. Circa  $\frac{1}{4}$  della produzione mondiale è appannaggio di due soli Paesi, vale a dire Russia (487 Mt pari al 12,4% del totale) e Arabia Saudita (483 Mt pari al 12,3% del totale). Questi due Paesi negli ultimi anni si sono avvicinati nel ruolo di produttore leader di petrolio grezzo (IEA, 2007). Ciò che è importante rilevare è che i primi dieci Paesi produttori detengono complessivamente con 2.421 Mt una quota pari al 61,5% del totale della produzione dell'anno 2007. Moltiplicando tale valore per la quota relativa al petrolio nell'offerta mondiale di energia primaria (vedi tabella 1.2) si scopre che i primi dieci Paesi produttori di petrolio concentrano nelle loro mani una quota pari al 20,9% dell'offerta mondiale di energia primaria (il 61,5% della quota pari al 34% dell'offerta energetica mondiale derivante da petrolio corrisponde infatti al 20,9% di quest'ultima). Si rileva, inoltre, come tra i primi dieci Paesi produttori di petrolio grezzo cinque di essi appartengano all'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC)<sup>5</sup>. Arabia Saudita, Iran, Venezuela, Kuwait, Emirati Arabi Uniti appartengono a tale cartello e da soli producono 1106 Mt controllando congiuntamente il 28,1% della produzione mondiale di petrolio.

---

Norvegia, Nuova Zelanda, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Slovacchia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ungheria, USA.

<sup>4</sup> Comprende oltre alla Russia anche Armenia, Azerbaigian, Bielorussia, Estonia, Georgia, Kazakistan, Kirghizistan, Lettonia, Lituania, Moldavia, Tajikistan, Turkmenistan, Ucraina, Uzbekistan.

<sup>5</sup> Al novembre 2009 sono quattordici i Paesi che fanno parte dell'OPEC. Essi sono: Iran, Iraq, Kuwait, Quasar, Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Indonesia, Ecuador, Venezuela, Algeria, Angola, Gabon, Libia, Nigeria.



**Tab. 1.4 – Paesi principali produttori di petrolio grezzo, 2007**

<b>Paese</b>	<b>Mt</b>	<b>%</b>
Russia	487	12,4
Arabia Saudita	483	12,3
USA	310	7,9
Iran	218	5,5
Cina	188	4,8
Messico	173	4,4
Canada	157	4,0
Venezuela	138	3,5
Kuwait	136	3,5
Emirati Arabi Uniti	131	3,3
Altro	1516	38,5
<i>Totale Mondo</i>	<i>3937</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)*

**Tab. 1.5 – Paesi principali produttori di gas, 2007**

<b>Paese</b>	<b>x1000 Mm<sup>3</sup></b>	<b>%</b>
Russia	650.993	21,5
USA	546.140	18,0
Canada	183.395	6,0
Iran	106.693	3,5
Norvegia	90.839	3,0
Algeria	89.970	3,0
Olanda	76.334	2,5
Regno Unito	76.004	2,5
Indonesia	69.691	2,3
Cina	67.746	2,2
Altro	1.073.596	35,4
<i>Totale Mondo</i>	<i>3.031.401</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)*

**Tab. 1.6 – Paesi principali produttori di carbone, 2007**

<b>Paese</b>	<b>Mt</b>	<b>%</b>
Cina	2.549	46,0
USA	981	17,7
India	452	8,2
Australia	323	5,8
Sudafrica	244	4,4
Russia	241	4,3
Indonesia	231	4,2
Polonia	90	1,6
Kazakistan	83	1,5
Colombia	72	1,3
Altro	277	5,0
<i>Totale Mondo</i>	<i>5543</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)*

Analogamente a quanto detto prima, se moltiplichiamo la quota detenuta congiuntamente dai cinque Paesi per la quota relativa al petrolio nell'offerta mondiale di energia primaria, si può vedere come essi detengano, considerando la sola produzione di petrolio, circa il 9,6% dell'energia primaria mondiale (il 28,1% della quota pari al 34% dell'offerta energetica mondiale derivante da petrolio corrisponde infatti al 9,6% di quest'ultima).

La Russia si attesta, nell'anno 2007, quale principale Paese produttore di gas con 650.993 miliardi di m<sup>3</sup> pari al 21,5% della produzione mondiale (tab. 1.5). Secondo Paese produttore sono gli USA con 546.140 miliardi di m<sup>3</sup> pari al 18,05% della produzione mondiale. Complessivamente i due Paesi producono 1.197.133 miliardi di m<sup>3</sup> di gas per una quota pari al 39,5% dell'offerta mondiale. Se si aggiunge la produzione del Canada (183.395 miliardi di m<sup>3</sup> pari ad una quota del 6,0%) la concentrazione della produzione dei primi tre Paesi produttori di gas raggiunge il 45,5% dell'offerta mondiale. Questi tre Paesi concentrano nell'offerta mondiale di energia primaria, in termini di quota relativa al solo gas, una quota pari al 9,5% (il 45,5% della quota pari al 20,9% dell'offerta energetica mondiale derivante da gas corrisponde al 9,5% di quest'ultima). Gli altri Paesi principali produttori che occupano dalla quarta alla decima posizione nella graduatoria mondiale si attestano su quote comprese tra il 3,5% dell'Iran (quarto Paese produttore) fino al 2,2% della Cina (decimo Paese produttore) e, nel loro insieme, rappresentano una quota pari al 19% della produzione mondiale. Così come si è visto per la produzione di petrolio grezzo anche nel caso del gas i primi dieci Paesi produttori detengono per l'anno 2007 una quota pari a circa i 2/3 della produzione mondiale (1.957.805 miliardi di m<sup>3</sup> di gas pari al 64,6% del totale).

La concentrazione della produzione mondiale per la fonte fossile carbone è ancora più evidente rispetto alle fonti fossili in precedenza trattate (tab. 1.6). Il primo Paese produttore nell'anno 2007, la Cina, concentra da sola il 46% della produzione mondiale con i 2.549 Mt di carbone prodotti. Se consideriamo i primi tre Paesi la concentrazione della produzione sale al 71,9% grazie al contributo degli USA (981 Mt pari al 17,7% del totale) e dell'India (452 Mt pari al 8,2% del totale). Complessivamente questi tre Paesi, considerando il contributo nella sola produzione di carbone, concentrano una quota nell'offerta mondiale di energia primaria pari al 19,1% (il 71,9% della quota pari al 26,5% dell'offerta energetica mondiale derivante da carbone equivale al 19,1% di

quest'ultima). Gli altri sette principali Paesi produttori di carbone che occupano dalla quarta alla decima posizione nell'anno 2007 detengono complessivamente una quota sul totale pari al 23,1% pari a 1.284 Mt di carbone.

L'analisi congiunta dei dati riportati nelle tabelle precedenti fa emergere due aspetti rilevanti. Il primo di questi riguarda la posizione delle principali economie mondiali rispetto all'offerta di energia primaria derivante da fonti fossili sul mercato internazionale. Moltiplicando la quota di produzione di Cina, USA e Russia riferita a ciascuna fonte fossile di energia per la quota relativa alla composizione dell'offerta mondiale di energia primaria, rispettivamente per il 34% petrolio, per il 26,5% carbone e per il 20,9% gas, si ottiene il contributo di ciascuna economia all'offerta mondiale di energia primaria. Sorprendentemente, anche se fino ad un certo punto, la Cina si attesta quale primo produttore mondiale di energia primaria da fonte fossile. Essa copre, infatti, il 14,3% dell'offerta mondiale di energia primaria, di cui il 12,2% deriva solamente dall'estrazione di carbone mentre la parte rimanente è suddivisa tra l'1,6% relativo al petrolio e allo 0,5% riferito al gas. Gli USA rappresentano il secondo produttore mondiale con una quota pari all'11,1% del totale dell'energia primaria da fonti fossili. L'offerta energetica degli USA è più equilibrata nei rapporti tra le fonti dato che petrolio, carbone e gas contribuiscono rispettivamente al 2,7%, al 4,7% e al 3,7%. La posizione della Russia, terzo produttore mondiale di energia primaria da fonti fossili con una quota pari al 9,9% del totale, risente del limitato contributo del carbone alla composizione dell'offerta energetica. Quest'ultimo, infatti, rappresenta l'1,1% del totale, a fronte del 4,2% e del 4,5% rispettivamente di petrolio e gas. Va rilevato, come evidenziato nelle tabelle 4 e 5, che per tali fonti la Russia detiene la leadership di produzione. Complessivamente le prime tre economie mondiali contribuiscono per il 35,3% all'offerta di energia primaria da fonti rinnovabili.

Il secondo aspetto concerne, invece, il contributo delle diverse fonti nel determinare l'offerta di energia primaria di Cina, USA e Russia. Mentre si è già visto come la posizione della Russia sia penalizzata dal limitato apporto di carbone, Cina e USA presentano situazioni completamente opposte. Se gli USA possono contare su una produzione di energia primaria abbastanza equilibrata tra le fonti, l'offerta di energia che la Cina può sfruttare per sostenere la repentina crescita della propria economia è basata quasi esclusivamente sul carbone (12,2% rispetto al 14,3% totale).

Il contributo di ciascuna fonte di energia primaria alla produzione della principale fonte di energia secondaria qual è l'energia elettrica è illustrato nella tabella 1.7. La produzione mondiale di energia elettrica si attesta, nell'anno 2007, a 19.771 TWh. Come era logico aspettarsi date le disponibilità di energia primaria, 13.469 TWh pari al 68,1% del totale sono prodotti per mezzo di fonti fossili. Il contributo delle rinnovabili alla produzione di energia elettrica su scala mondiale è pari a 3.583 TWh e rappresenta il 18,1% della quota globale<sup>6</sup>. Di questa quota la parte più consistente è generata da fonte idroelettrica (3.162 TWh pari al 15,6% del totale), mentre le altre energie rinnovabili rappresentano, nel loro insieme, una quota pari al 2,5% della produzione globale. La terza fonte energetica in termini di contributo alla produzione mondiale è quella nucleare fonte che, nell'anno 2007, ha generato 2.719 TWh pari al 13,8 del totale. Va rilevato che l'apporto delle tre fonti fossili alla produzione di energia elettrica del Mondo non è omogeneo. Il contributo principale è offerto dal carbone che con 8.228 TWh di energia elettrica rappresenta il 41,6% del totale. Se a ciò si aggiunge il contributo del gas (4.127 TWh pari al 20,9% del totale), si può vedere come le prime due fonti di energia primaria per importanza, coprono il 62,5% della produzione mondiale di energia elettrica. Il petrolio contribuisce in misura molto minore con 1114 TWh pari al 5,6%. Tale valore è giustificato dal fatto che il petrolio trova la destinazione d'uso preferenziale nella produzione di prodotti petroliferi destinati al settore dei trasporti dove i margini per tutti gli operatori del processo produttivo sono più elevati.

Per le fonti nucleare ed idroelettrico la produzione di energia elettrica rappresenta l'unica destinazione d'uso, dato che tutta la quota di energia primaria derivante da queste ultime viene trasformata in energia elettrica.

I primi dieci Paesi produttori di energia elettrica per le tre fonti fossili (carbone, gas e petrolio) nell'anno 2007 sono riportati nella tabella 1.8. I primi tre Paesi produttori di carbone sono anche i primi tre Paesi produttori di energia elettrica a partire dal carbone. Cina (2.656 TWh pari ad una quota del 32,2% della produzione mondiale di energia elettrica dal carbone), USA (2.118 TWh pari al 25,7%) e India (549 TWh pari al 6,7%) producono congiuntamente il 64,7% dell'energia elettrica da fonte carbone. Accanto a Paesi come Sudafrica, Australia, Russia e Polonia che si classificano anche tra i

---

<sup>6</sup> Il metodo utilizzato per la determinazione della quota delle rinnovabili è il metodo IEA (cfr. par.1.1).

principali produttori della materia prima carbone, sono presenti anche Paesi come Giappone, Germania e Corea del Sud che, non avendo disponibilità di materia prima, si qualificano come Paesi importatori di carbone destinato alla trasformazione in energia elettrica.

**Tab. 1.7 – Produzione di energia elettrica per fonte, 2007**

<b>Fonte di energia</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>	<b>% sul totale</b>
Carbone	8.228	41,6	
Gas	4.127	20,9	
Petrolio	1.114	5,6	
Nucleare	2.719	13,8	
Idroelettrico	3.162	15,6	
Altro <sup>(1)</sup>	421	2,5	
<i>Totale Mondo</i>	<i>19.771</i>	<i>100,0</i>	
Totale fonte fossile	13.469		68,1
Totale fonte rinnovabile	3.583		18,1
Nucleare	2.719		13,8
<i>Totale Mondo</i>	<i>19.771</i>		<i>100,0</i>

<sup>(1)</sup> Altro include energia geotermica, solare, eolica, termica ed energia da biomasse solide, biomasse liquide, biogas, rifiuti industriali e rifiuti civili.

Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)

Situazione pressoché analoga si presenta anche nel caso del gas dove i primi due Paesi produttori di materia prima si confermano, anche se a posizione invertita, anche i primi due Paesi produttori di energia elettrica a partire dal gas. USA e Russia producono rispettivamente 915 TWh (22,2% del totale) e 487 TWh (11,8%) per una quota complessiva pari al 34% della produzione mondiale di energia elettrica a partire dal gas nell'anno 2007. Solo altri due Paesi (Regno Unito e Iran) sono compresi tra i primi dieci produttori di gas e di energia elettrica a partire dal gas. Paesi come Giappone, Italia, Messico, Thailandia, Turchia e Spagna sono da intendere come Paesi importatori di gas quale materia prima da trasformare poi in energia elettrica.

Il principale Paese produttore di energia elettrica da fonte fossile petrolio nell'anno 2007 è il Giappone con 156 TWh pari al 14% del totale della produzione mondiale. Ciò rappresenta una notevole differenza rispetto alle altre fonti fossili dato che in cima ai Paesi produttori di energia elettrica si attesta un Paese che non compare nella lista dei primi dieci Paesi produttori di materia prima. Va rilevato che Giappone, Indonesia, Italia, India e Iraq, Paesi che non sono presenti tra i primi dieci produttori mondiali di

petrolio, ma che rientrano tra i primi dieci Paesi produttori di energia elettrica a partire dal petrolio, detengono, nel loro complesso, una quota pari al 26,5% dell'energia elettrica mondiale.

**Tab. 1.8 – Paesi principali produttori di energia elettrica da fonti fossili, 2007**

<b>Fonte di energia</b>	<b>Paesi</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>
Carbone	Cina	2.656	32,3
	USA	2.118	25,7
	India	549	6,7
	Giappone	311	3,8
	Germania	311	3,8
	Sudafrica	247	3,0
	Australia	194	2,4
	Corea del Sud	171	2,1
	Russia	170	2,1
	Polonia	148	1,8
	Altro	1.353	16,4
<i>Totale Mondo</i>		<i>8.228</i>	<i>100,0</i>
Gas	USA	915	22,2
	Russia	487	11,8
	Giappone	290	7,0
	Italia	173	4,2
	Regno Unito	164	4,0
	Iran	160	3,9
	Messico	126	3,1
	Tailandia	97	2,4
	Turchia	95	2,3
	Spagna	93	2,3
	Altro	1.527	37,0
<i>Totale Mondo</i>		<i>4.127</i>	<i>100,0</i>
Petrolio	Giappone	156	14,0
	Arabia Saudita	104	9,3
	USA	78	7,0
	Messico	52	4,7
	Indonesia	38	3,4
	Italia	35	3,1
	Kuwait	35	3,1
	Cina	34	3,1
	India	33	3,0
	Iraq	33	3,0
	Altro	516	46,3
<i>Totale Mondo</i>		<i>1.114</i>	<i>100,0</i>
<b>Totale energia elettrica prodotta da fonti fossili</b>			<b>13.469</b>
<b>Totale energia elettrica prodotta nel Mondo</b>			<b>19.771</b>
<b>% energia elettrica prodotta da fonti fossili</b>			<b>68.1</b>

Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)

Si confermano quali principali Paesi produttori di materia prima e di energia elettrica derivante dalla trasformazione di petrolio l'Arabia Saudita (104 TWh pari al 9,3% della produzione elettrica totale), gli USA (78 TWh pari al 7,0% del totale) e il Messico (52 TWh pari al 4,7% del totale).

Dei 3.162 TWh prodotti a partire da idroelettrico nell'anno 2007 (tab. 1.9), il 53,2% di questi viene prodotto in cinque Paesi: Cina (quota relativa del 15,3% del totale), Brasile (11,8%), Canada (11,7%), USA (8,7%), Russia (5,7%). Va rilevato come tra i principali Paesi produttori siano comprese, anche in questo caso, le tre principali economie mondiali.

**Tab. 1.9 – Paesi principali produttori di energia elettrica da idroelettrico, 2007**

<b>Paese</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>
Cina	485	15,3
Brasile	374	11,8
Canada	369	11,7
USA	276	8,7
Russia	179	5,7
Norvegia	135	4,3
India	124	3,9
Giappone	84	2,7
Venezuela	83	2,6
Svezia	66	2,1
Altro	987	31,2
<i>Totale Mondo</i>	<i>3.162</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)*

**Tab. 1.10 – Paesi principali produttori di energia elettrica da nucleare, 2007**

<b>Paese</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>
USA	837	30,8
Francia	440	16,2
Giappone	264	9,7
Russia	160	5,9
Corea del Sud	143	5,3
Germania	141	5,2
Canada	93	3,4
Ucraina	93	3,4
Svezia	67	2,5
Regno Unito	63	2,3
Altro	418	15,4
<i>Totale Mondo</i>	<i>2.719</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)*

Quanto alla produzione di energia elettrica da fonte nucleare (tab. 1.10), gli USA si attestano, con una quota quasi doppia rispetto al 16,2% della Francia, come Paese leader con una produzione pari a 837 TWh (30.8% della produzione mondiale di energia elettrica da nucleare). Considerando anche Giappone (9,7% del totale) e Russia (5.9%) i primi quattro Paesi coprono congiuntamente il 62,6% della produzione mondiale. La Cina, all'anno 2007, non è presente nella classifica dei primi dieci Paesi produttori di energia elettrica da fonte nucleare anche se sono noti gli sforzi del governo cinese per aumentare la quota di energia elettrica derivante da fonte nucleare. Per tale ragione è prevedibile che nei prossimi anni la Cina possa scalare posizioni in questa specifica graduatoria.

### **1.3 La domanda mondiale uso finale di energia**

Spostando l'analisi strutturale del mercato energetico dal lato dell'offerta a quello della domanda, le tabelle che seguono permettono di valutare la composizione della domanda mondiale ad uso finale di energia distinta per fonte, per regione e per settore di destinazione nell'anno 2007<sup>7</sup>.

Le fonti che formano la domanda mondiale di energia uso finale nell'anno 2007 sono illustrate in tabella 1.11. Degli 8.286 Mtep che rappresentano la domanda ad uso finale, il petrolio con 3.529,9 Mtep copre una quota pari al 42,6% del totale. Anche dal lato della domanda, così come si è rilevato dal lato dell'offerta, la parte predominante è basata su fonti fossili. Se al petrolio aggiungiamo la domanda di gas (1.292,6 Mtep pari al 15,6% del totale) e di carbone (729,2 Mtep pari all'8,8% del totale), la quota complessiva coperta da fonti fossili raggiunge il 67% della domanda mondiale di energia ad uso finale. Il contributo complessivo delle rinnovabili si attesta, nell'anno 2007, al 15,9% suddiviso in 1.027,5 Mtep (pari al 12,4% del totale) derivante da Combustibili rinnovabili & Rifiuti e in 290,0 Mtep (pari al 3,5% del totale).

La fonte Elettricità contribuisce con 1.416,9 Mtep al 17,1% della domanda mondiale di energia uso finale.

---

<sup>7</sup> Si ricorda che la domanda ad uso finale di energia rappresenta solo una voce, ancorché la principale, della più ampia domanda totale di energia (cfr. par. 1.1).



**Tab. 1.11 – Domanda mondiale di energia uso finale per fonte, 2007**

<b>Fonte di energia</b>	<b>Mtep</b>	<b>%</b>
Petrolio	3.529,9	42,6
Gas	1.292,6	15,6
Carbone	729,2	8,8
Elettricità	1.416,9	17,1
Rifiuti & rinnovabili combinate <sup>(1)</sup>	1.027,5	12,4
Altro <sup>(2)</sup>	290,0	3,5
<i>Totale Mondo</i>	<i>8.286,1</i>	<i>100,0</i>

<sup>(1)</sup> Comprende biomasse solide, biomasse liquide, biogas, rifiuti industriali e rifiuti civili

<sup>(2)</sup> Comprende energia geotermica, solare, eolica, termica, ecc.

Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)

Il contributo delle diverse tipologie di fonti rinnovabili all'interno della quota coperta da tali fonti nella domanda mondiale di energia ad uso finale nell'anno 2006 è evidenziato nella tabella 1.12. Pur considerando le discrepanze derivanti dalle differenze nella fonte statistica utilizzata, nell'anno di riferimento e nel metodo di determinazione delle quote<sup>8</sup>, la tabella mostra come il contributo principale derivi dalla biomassa tradizionale con una quota pari al 70,7% del totale rinnovabili. Tale fonte, il cui uso prevalente è legato alle attività di cucina e di riscaldamento, presenta un trend di lieve crescita dato che in alcune regioni la biomassa viene utilizzata in modo più efficiente oppure viene sostituita da più moderne forme di energia (*Renewables*, 2008). Il grande idroelettrico, pur rappresentando una quota consistente delle rinnovabili pari al 16,3% mostra un trend di crescita piatta, soprattutto nei Paesi sviluppati.

Le altre tre categorie di fonti rinnovabili, vale a dire Riscaldamento di acqua e spazi, Impianti energia elettrica/termica e Biocarburanti rappresentano ancora quote minoritarie se rapportate al contributo totale delle rinnovabili, con quote nell'ordine pari al 7,1%, al 4,3% e all'1,8%. Per queste "nuove" tipologie di rinnovabili si registrano, seppur con dinamiche differenti, trend di crescita elevati nei Paesi sviluppati e anche in alcuni Paesi in via di sviluppo (basti pensare ad esempio alla crescita esponenziale della produzione di etanolo da canna da zucchero in Brasile). Tra le rinnovabili queste "nuove" tipologie sono quelle che evidenziano un elevato potenziale di sviluppo futuro, ma al tempo stesso necessitano di un supporto politico e di mercato per accelerare la loro diffusione commerciale (*Renewables*, 2008).

<sup>8</sup> I valori sono stati determinati sulla base del "metodo EC", vale a dire come quote sul consumo di energia uso finale (cfr. par. 1.1).

**Tab. 1.12 – Il contributo delle diverse tipologie di rinnovabili all'interno della quota di domanda mondiale di energia uso finale, 2006**

<b>Fonte di energia</b>	<b>% sul Totale Rinnovabili</b>
Biomasse tradizionali	70,7
Grande idroelettrico	16,3
Riscaldamento dell'acqua e degli spazi	7,1
Impianti energia elettrica/termica	4,3
Biocarburanti	1,6
<i>Totale Rinnovabili</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazione su REN21 (2008)*

Così come osservato per l'offerta di energia, viene qui considerata la distribuzione della domanda mondiale di energia uso finale per macro-regioni nell'anno 2007 (tab. 1.13). La quota più consistente, così come si è rilevato per la produzione di energia primaria, viene consumata nei Paesi OECD (3.770,2 Mtep che rappresentano il 45,5% della domanda mondiale di energia uso finale. Considerando anche l'aggregato Asia e Medio Oriente (2.577,0 Mtep che rappresentano il 31,1% della domanda totale), queste due macro-regioni vengono consumati più dei  $\frac{3}{4}$  dell'energia ad uso finale, con una quota complessiva pari al 76,6% del totale. L'Area ex Unione Sovietica (654,6 Mtep pari al 7,9% del totale) e l'Africa (442,6 Mtep pari al 5,1% del totale) completano il quadro delle macro-regioni che nell'anno 2007 hanno un saldo attivo, in termini di quota relativa sul totale considerato, tra l'offerta di energia primaria e la domanda di energia ad uso finale.

America Latina e Resto del Mondo, con quote rispettivamente del 5,6% e del 4,8%, vedono aumentare la loro posizione competitiva rispetto al lato dell'offerta di energia primaria, configurandosi pertanto come macro-regioni importatrici nette di energia ad uso finale.

**Tab. 1.13 – Domanda mondiale di energia uso finale per regione, 2007**

<b>Regione di produzione</b>	<b>Mtep</b>	<b>%</b>
Paesi OECD	3.770,2	45,5
Asia e Medio Oriente	2.577,0	31,1
Area ex Unione Sovietica	654,6	7,9
America Latina	464,0	5,6
Africa	422,6	5,1
Resto del Mondo	397,7	4,8
<i>Totale Mondo</i>	<i>8.286,1</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)*

La composizione della domanda mondiale di energia uso finale nell'anno 2007 suddivisa per settore di destinazione e per fonte è presentata nella tabella 1.14. Il dato così disaggregato consente di valutare i contributi delle fonti fossili ed elettricità alla domanda del settore Trasporto, Industria, Uso non energetico, Altro.

La quota più rilevante della domanda di energia uso finale è assorbita dal settore Trasporto con 2.263 Mtep pari a poco meno di 1/3 del totale (32,5%). La domanda dell'industria si attesta su una quota di poco inferiore un consumo di 1.966,2 Mtep pari al 28,8% del totale. In realtà tale quota potrebbe essere ampiamente superiore se fosse considerata all'interno di questa voce la domanda del settore industriale per il trasporto, che invece è compresa nella voce Trasporto. Vista la non netta separazione attuabile tra i due aggregati, vale la pena considerare che congiuntamente assorbono il 60,7% della domanda mondiale di energia ad uso finale.

**Tab. 1.14 – Domanda mondiale di energia uso finale per settore, 2007**

Fonte di energia (Mtep)	Settore				Totale
	Trasporto <sup>(1)</sup>	Industria <sup>(2)</sup>	Uso non energetico <sup>(3)</sup>	Altro <sup>(4)</sup>	
Carbone	3,6	583,2	32,1	110,1	729,0
Petrolio	2.161,6	324,9	593,4	452,1	3.532,0
Gas	75,2	461,4	145,2	614,3	1.296,0
Elettricità	22,6	596,7	-	794,7	1.414,0
<b>Totale</b>	<b>2.263,0</b>	<b>1.966,2</b>	<b>770,7</b>	<b>1.971,2</b>	<b>6.971,0</b>
<i>% sul Totale</i>	<i>32,5</i>	<i>28,2</i>	<i>11,1</i>	<i>28,3</i>	<i>100,0</i>

<sup>(1)</sup> Comprende tutti i carburanti utilizzati per il trasporto. Il consumo dei Bunker internazionali sia marini che aerei è incluso in questa voce.

<sup>(2)</sup> Non comprende la domanda di energia del settore industriale per il trasporto (ricompresa nella voce Trasporto).

<sup>(3)</sup> Comprende i carburanti utilizzati come materia prima nei differenti settori e che non vengono consumati come carburante o trasformati in altri carburanti.

<sup>(4)</sup> Comprende i settori residenziale, commerciale, servizi pubblici, agricoltura e foreste, pesca e consumi non specificati.

Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)

I settori residenziale, commerciale, servizi pubblici, agricoltura e foreste, pesca e la voce residuale relativa consumi non specificati, consumano, nel loro insieme 1.971,2 Mtep per una quota pari al 28,3% del totale. Poco più di 1/10 della domanda è assorbita per uso non energetico, vale a dire nei settori che utilizzano carburanti come materia prima all'interno dei processi produttivi (770,7 Mtep pari ad una quota dell'11,1% del totale).

Come è logico aspettarsi, la domanda del settore dei trasporti è servita quasi esclusivamente da petrolio (2161,6 Mtep su un totale di settore pari a 2.263,0 Mtep). La domanda energetica degli altri settori si distribuisce su tutte le fonti, ad eccezione del settore uso energetico che, così come definito, non può essere considerato destinatario finale di energia elettrica.

#### **1.4 La posizione specifica dell'Italia rispetto all'U.E.**

Così come rilevato in precedenza considerando il mercato mondiale, anche nell'UE-27<sup>9</sup> la quota di consumo prevalente è coperta dalle fonti fossili (tab. 1.15), con nell'ordine il petrolio (673 Mtep pari al 36,9% del totale), il gas (437.9 Mtep pari al 24% del totale) e il carbone (325.2 Mtep pari al 17,8% del totale). Una quota significativa del consumo interno ai confini dei 27 Paesi membri dell'Unione Europea nell'anno 2006, è coperta dalla fonte nucleare con (255.3 Mtep pari al 14% del totale), mentre la parte rimanente dei 1825.1 Mtep di consumo totale deriva da fonti rinnovabili (129.7 Mtep pari al 7,1% del totale) e da energia elettrica e rifiuti industriali (4 Mtep pari allo 0,2% del totale).

In Italia la quota di copertura del consumo interno totale per mezzo di fonti fossili è ancora più accentuata. Infatti, non potendo contare ancora sull'apporto dell'energia nucleare<sup>10</sup>, oltre il 90% della domanda è servita da fonti fossili. Dei 186.2 Mtep consumati in Italia nel 2006, 83.2 Mtep (pari al 44,7% del totale) traggono origine dal petrolio, 69.2 Mtep (pari al 37,2% del totale) dal gas e 16.7 Mtep (pari al 9% del totale) dal carbone. Il contributo delle rinnovabili si attesta a 13.1 Mtep (pari al 7% del totale), mentre il 2,1% della quota totale è servita da energia elettrica e rifiuti industriali (4 Mtep).

Il contributo delle diverse fonti rinnovabili alla copertura della domanda interna di energia nell'UE-27 e in Italia nell'anno 2006 è illustrato, invece, nella tabella 1.16. A parità di quota relativa (7,1% nell'UE-27 e 7,0% in Italia), la composizione del contributo delle diverse fonti rinnovabili è significativamente differente nei due ambiti geografici. Nell'UE-27 il contributo principale è dato dalle biomasse (con una quota del

---

<sup>9</sup> Gli Stati membri dell'UE-27 sono: Austria, Belgio, Bulgaria, Cipro, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Ungheria.

<sup>10</sup> L'opzione del nucleare in Italia è stata reintrodotta dal "DDL Sviluppo" approvato il 9 Luglio 2009 dal Parlamento italiano.

69,0% del totale delle rinnovabili) e dall'idroelettrico (con una quota del 20,4% del totale), mentre in Italia la quasi totalità del consumo interno di energia deriva da solo tre fonti, vale a dire nell'ordine energia geotermica (37,9% del totale rinnovabili), biomasse (35,6%) e idroelettrico (24,3%).

**Tab. 1.15 – Consumo interno totale per tipologia energetica in Mtep, 2006**

	Tipologia energetica						Totale
	Carbone	Petrolio	Gas	Nucleare	Rinnovabili	Altro <sup>(1)</sup>	
UE-27	325,2	673,0	437,9	255,3	129,7	4,0	1825,1
Quota (%)	17,8	36,9	24,0	14,0	7,1	0,2	100,0
Italia	16,7	83,2	69,2	-	13,1	4,0	186,2
Quota (%)	9,0	44,7	37,2	-	7,0	2,1	100,0

<sup>(1)</sup> Comprende energia elettrica e rifiuti industriali

Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

**Tab. 1.16 – Copertura della quota di consumo interno totale per fonte rinnovabile in Mtep, 2006**

	Fonte rinnovabile					Totale Rinnovabili
	Biomasse	Idroelettrico	Eolico	Solare	Geotermico	
UE-27	89,5	26,5	7,1	1,0	5,6	129,7
Quota (%)	69,0	20,4	5,5	0,8	4,3	100,0
Italia	4,6	3,2	0,2	0,004	5,0	13,1
Quota (%)	35,6	24,3	1,9	0,3	37,9	100,0

Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

**Tab. 1.17 – Consumo finale di energia per tipologia di materia prima energetica in Mtep, 2006**

	Tipologia						Totale
	Carbone	Petrolio	Gas	Elettricità	Energia termica derivata & Rifiuti industriali	Altre Rinnovabili <sup>(1)</sup>	
EU-27	55,5	496,5	278,6	243,0	44,2	59,7	1.177,5
Quota (%)	4,7	42,2	23,7	20,6	3,8	5,1	100,0
Italia	4,2	57,5	40,0	26,5	0,1	2,5	130,8
Quota (%)	3,2	44,0	30,6	20,3	0,1	1,9	100,0

<sup>(1)</sup> Escluso il consumo di rinnovabili per elettricità ed energia termica derivata

Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

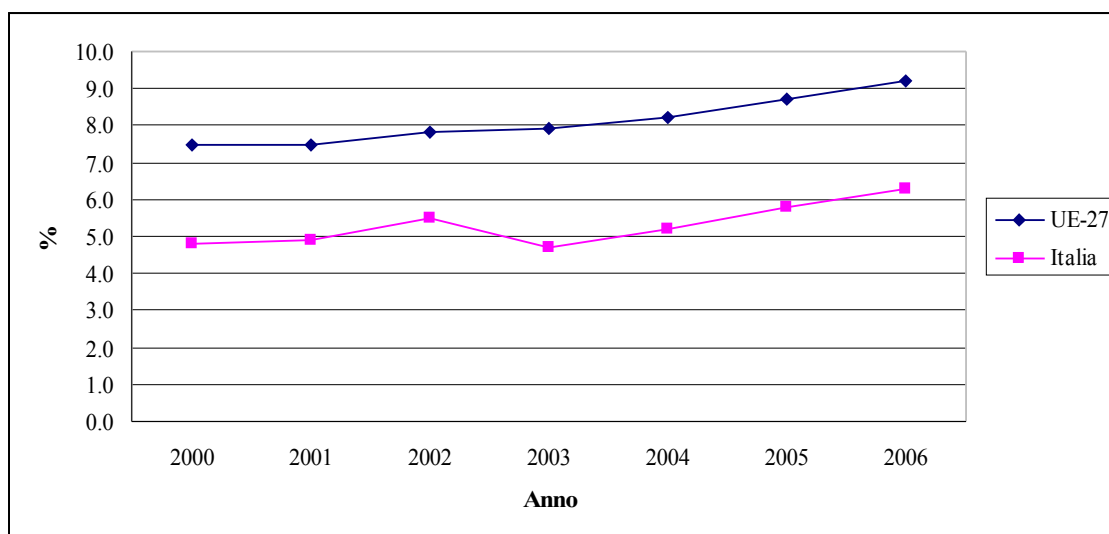
Per quanto concerne il consumo finale di energia per tipologia di materia prima energetica nell'UE-27 e in Italia (tab. 1.17)<sup>11</sup>, si può notare, come era logico aspettarsi essendo il consumo finale di energia una parte, ancorché prevalente, della più ampia

<sup>11</sup> Il consumo finale di energia rappresenta l'energia consumata nei settori trasporti, industria, commerciale, agricoltura, servizi e residenziale. Non sono compresi invece l'energia primaria destinata al settore della trasformazione e il consumo dell'industria energetica.

domanda di energia ad uso finale (cfr. fig. 1.2), che la quota prevalente è coperta attraverso le fonti fossili sia nell'UE-27, che in Italia. Va rilevato che in Italia il gas copre una quota maggiore (pari al 39,6% del totale), rispetto alla quota complessiva dell'UE-27 (pari al 23,7%). Il contributo delle rinnovabili al consumo finale di energia si può ritrovare nelle voci Elettricità, Energia termica derivata & Rifiuti industriali e Altre Rinnovabili<sup>12</sup>.

La dinamica evolutiva del contributo delle fonti rinnovabili nel consumo finale di energia nell'UE-27 e in Italia nel periodo 2000-2006<sup>13</sup> è schematizzata in figura 1.3. Nei sette anni di rilevazione, il trend di incremento del contributo delle rinnovabili ha seguito la medesima velocità di espansione, con una un vantaggio di circa tre punti percentuali a favore dell'UE a 27.

**Fig. 1.3 – L'evoluzione del contributo delle fonti rinnovabili nel consumo finale di energia in %, 2000-2006**



Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

Passando al confronto dei dati riferiti al consumo finale di energia suddiviso per settore nell'UE-27 e in Italia nell'anno 2006 (tab. 1.18), si può notare come non sussistano significative differenze con i due principali settori di destinazione, vale a dire quello

<sup>12</sup> Ciò è dovuto all'utilizzo del metodo EC (cfr. par. 1.1).

<sup>13</sup> La quota delle rinnovabili nel consumo finale di energia è dato dalla somma tra il consumo finale di rinnovabili per la produzione di energia termica, il totale dell'energia elettrica prodotta a partire dalle rinnovabili e il totale dei biocarburanti utilizzati per i trasporti diviso il consumo finale di energia di tutti i settori per tutti i tipi di fonti energetiche (perdite della rete distributiva comprese).

dell'industria e quello dei trasporti. Tali settori assorbono circa il 60% della domanda finale, mentre la quota di domanda del settore agricolo è pari a 28.7 Mtep nell'UE-27 (pari ad una quota del 2,4% del totale) e a 3,4 Mtep in Italia (pari ad una quota del 2,6% del totale).

**Tab. 1.18 – Consumo finale di energia per settore in Mtep, 2006**

	Settori					Totale
	Industria	Trasporto	Residenziale	Agricoltura	Servizi	
UE-27	323,3	370,2	304,9	28,7	150,3	1.177,4
Quota (%)	27,5	31,4	25,9	2,4	12,8	100,0
Italia	38,0	44,3	29,9	3,4	15,1	130,7
Quota (%)	29,1	33,9	22,9	2,6	11,6	100,0

Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

Il contributo delle diverse rinnovabili alla copertura del fabbisogno interno di energia elettrica nell'UE-27 e in Italia nell'anno 2006 è presentato in tabella 1.19, mentre l'evoluzione di tale contributo nel periodo 1990-2006 è evidenziata nella figura 1.4. Il contributo totale delle fonti rinnovabili al consumo interno di energia elettrica nell'anno 2006 è leggermente inferiore in Italia rispetto che all'UE a 27 (quota totale pari al 14,5% contro rispetto al 14,7% dell'UE-27)<sup>14</sup>. Il contributo maggiore è offerto, sia in Italia, che nell'EU a 27 dalla fonte idroelettrica. Nel caso dell'Italia tale fonte copre il 10,3% del consumo interno di energia elettrica nel 2006, mentre per l'UE-27 tale quota scende al 9,2%. Ad eccezione della fonte geotermica, il contributo derivante da eolico, biomasse e solare è prevalente nell'UE-27 rispetto che in Italia.

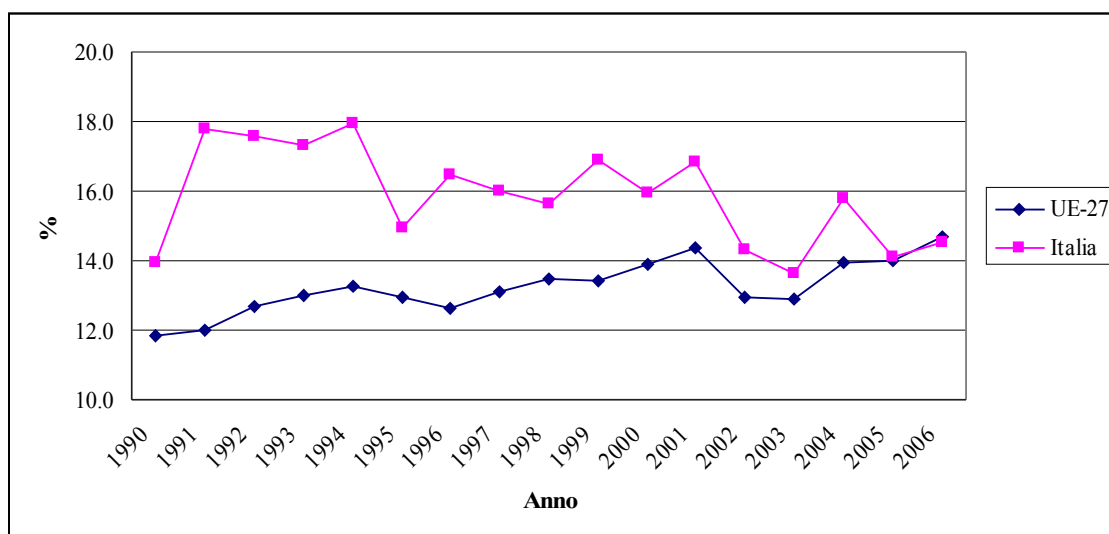
**Tab. 1.19 – La quota di energia elettrica prodotta a partire dalle fonti rinnovabili in % sul consumo interno di energia elettrica, 2006**

	Fonti rinnovabili					Quota Totale
	Idroelettrico	Eolico	Biomasse	Solare	Geotermico	
UE-27 (%)	9,2	2,5	2,7	0,074	0,2	14,7
Italia (%)	10,3	0,8	1,8	0,010	1,5	14,5

Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

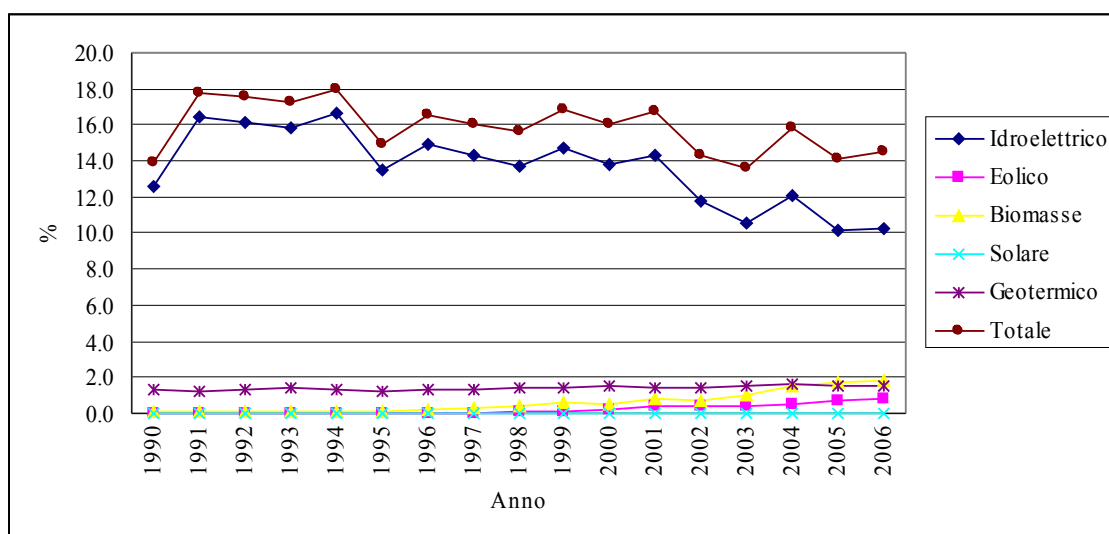
<sup>14</sup> La quota totale è calcolata dividendo la produzione totale di energia elettrica da fonti rinnovabili per la somma tra la produzione totale di energia elettrica e le importazioni nette di elettricità.

**Fig. 1.4 – L'evoluzione del totale energia elettrica generata da rinnovabili in % sul consumo interno di energia elettrica, 1990-2006**



Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

**Fig. 1.5 – L'evoluzione del totale energia elettrica generata dalle diverse fonti rinnovabili in % sul consumo interno di energia elettrica, 1990-2006**



Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

I trend relativi al peso percentuale delle fonti rinnovabili in relazione al consumo interno di energia elettrica nel periodo 1990-2006 fatti registrare dall'UE-27 e dall'Italia sono significativamente diversi (fig. 1.4). In Italia la tendenza della quota di rinnovabili sul consumo interno di energia elettrica nel periodo considerato è stato molto altalenante. Dai 14 punti percentuali del 1990 è passato a circa il 18% nei quattro anni



successivi per poi oscillare tra il 15 ed il 17% fino al 2001. Dal 2001 tale quota sembra essersi stabilizzata intorno ai 14 punti percentuali anche se nel 2004 si è attestata fino al 16%.

Nell'UE-27, invece, la quota di rinnovabili sul consumo interno di energia elettrica ha seguito un'evoluzione quasi costante ed omogenea passando dai 12 punti percentuali del 1990 al 14% del 2001. Dopo la diminuzione fatta registrare nel biennio 2002-2003, il trend di espansione è ripartito ed al 2006 tale quota si attesta al 14,7% superando, per la prima volta nel periodo considerato, la quota relativa dell'Italia (14,5%).

Osservando il trend registrato in Italia del contributo percentuale di ciascuna fonte rinnovabile al consumo interno di energia elettrica nel periodo 1990-2006 (fig. 1.5), due sono gli aspetti rilevanti. Da un lato, si può vedere come l'idroelettrico sia ancora la fonte principale di produzione di energia elettrica anche se dai circa 12 punti percentuali del 1990 è passata al 10,3% del 2006. Dall'altro lato, accanto al contributo dell'energia geotermica che si è mantenuta pari a circa 1,5 punti percentuali in tutto il periodo considerato, il trend di crescita più significativo, seppur su valori molto limitati, è stato fatto registrare dalle biomasse dato che dal nulla del 1990 si attestano a circa il 2% nel 2006.

### **1.5 Le fragilità del sistema energetico italiano alla luce delle dinamiche dei prezzi delle materie prime energetiche e dei costi dell'energia**

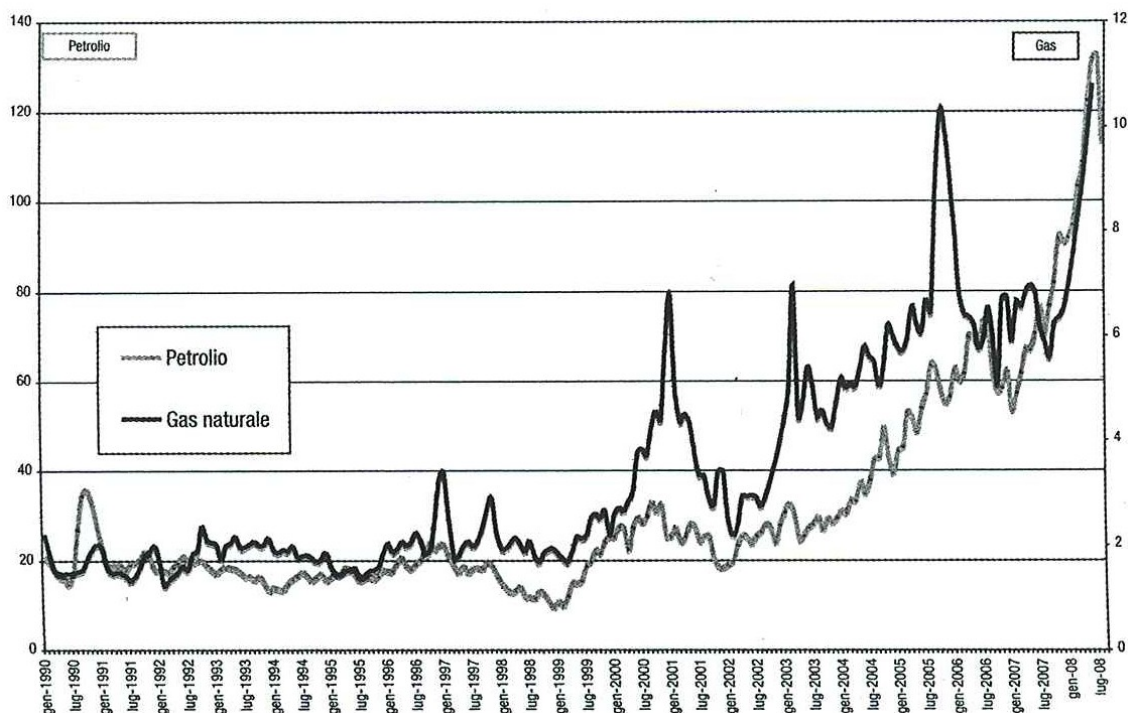
Le ragioni che spiegano il forte interesse economico riguardo il comparto delle energie rinnovabili nell'attuale momento storico sono, per certi aspetti, le cause che generano le fragilità del sistema energetico italiano.

Il primo elemento di interesse è rappresentato dalla forte crescita nelle quotazioni del petrolio greggio. Tra il dicembre 2001 e il luglio 2008, infatti, il prezzo del petrolio greggio è cresciuto del 600%, sestuplicando il proprio valore prima di ripiegare su posizioni più sostenibili (Fig. 1.6). L'impatto di tale crescita abnorme si è riversato a valle a tutti i prodotti energetici derivati, quali i combustibili per autotrazione, i combustibili da riscaldamento, i combustibili da generazione di elettricità.

Contemporaneamente, per effetto dei meccanismi di sostituzione che legano le due materie prime, anche il prezzo del gas naturale ha subito incrementi rilevanti, dato che i prezzi di mercato al giugno 2008 hanno fatto segnare una crescita del 400% rispetto alle

quotazioni registrate nel febbraio 2002. Il trend delle quotazioni del prezzo del gas ha evidenziato, negli anni recenti, una volatilità più forte rispetto a quella del prezzo del petrolio. I prezzi del gas sono, infatti, prima raddoppiati nel giro di soli quattro anni (tra il 2001 e il 2005), per poi ripiegare bruscamente nel 2006-2007 e mostrare una nuova rilevante tendenza alla crescita (Fig. 6). Va rilevato che una delle ragioni che hanno condotto a una dinamica relativamente più favorevole nel prezzo del gas per l'industria e il consumatore finale, è che il sistema di estrazione di questo prodotto non è ancora articolato come, attraverso il cartello dell'OPEC, avviene già da molti anni per quello del petrolio. Tuttavia, sia la progressiva sostituibilità del gas naturale ai prodotti petroliferi (per esempio nel contesto automobilistico), sia la tendenza favorevole dei principali imprese produttrici ad orientarsi mondiali a livello mondiale verso una razionalizzazione dell'offerta mondiale per mezzo di un futuro cartello che coordinerà i processi di estrazione, fanno prevedere quale inevitabile conseguenza un progressivo incremento dei prezzi del gas naturale e di un sempre più stretto legame con l'andamento del prezzo del petrolio.

**Fig. 1.6 – L'evoluzione del prezzo del Petrolio Brent e del Gas Naturale in US\$, 1999-2008**



Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)

Un ulteriore elemento di interesse è rappresentato dal fatto che le fonti tradizionali di energia, vale a dire le fonti fossili, sono per natura non rinnovabili e vanno di conseguenza incontro a un inevitabile esaurimento sebbene le previsioni e le stime sui tempi di tale processo differiscano notevolmente, e non vi sia ancora una visione universalmente accettata sul tema<sup>15</sup>.

A ciò si aggiunga che la maggioranza delle fonti fossili sia situata in regioni geopolitiche ad alta instabilità, il che rende urgente la necessità di trovare fonti alternative capaci di garantire un determinato livello di sicurezza energetica in termini di approvvigionamento sul mercato globale.

La questione ambientale, come si vedrà nel capitolo successivo, riveste notevole importanza alla base dell'interesse per le energie rinnovabili, dato che uno spostamento verso l'utilizzo di fonti alternative o rinnovabili consentirebbe di ridurre le emissioni inquinanti con evidenti benefici sia per l'ambiente, sia per la qualità della vita umana di oggi e di domani.

Di contro, i costi delle tecnologie per lo sfruttamento di energia rinnovabile sono tuttora relativamente elevati rispetto alle tecnologie "mature" impiegate nello sfruttamento di fonti fossili. Tuttavia, anche per effetto del crescente sviluppo di incentivi ad opera del decisori pubblici, talune forme di energia rinnovabile sono già oggi, in determinate condizioni di mercato, competitive rispetto all'energia convenzionale.

In un contesto di riduzione controllata dell'offerta di petrolio e gas e di incremento nei rispettivi prezzi, l'Italia si trova in una posizione competitiva svantaggiata rispetto alle altre economie industrializzate.

Il sistema energetico italiano presenta tre elementi di fragilità che ricadono direttamente sul sistema delle imprese in termini di costi energetici più elevati e di conseguente riduzione della competitività. Essi possono essere rappresentati da:

- la forte dipendenza energetica dell'Italia dall'estero, non solo in termini di petrolio, gas e derivati, ma anche di elettricità pura;

---

<sup>15</sup> Secondo le stime pubblicate dall'IEA nel *World Energy Outlook 2008*, la quantità complessiva di petrolio è sufficientemente grande per sostenere l'aumento di produzione previsto nello scenario a più elevato consumo di energia anche oltre il 2030. Le stime delle riserve rimanenti accertate di petrolio e di frazioni liquide di gas naturale variano tra 1,2 e 1,3 mila miliardi di barili (inclusi circa duecento miliardi di barili di petrolio non convenzionale). Le stime sull'aumento delle riserve sono dovute alle continue revisioni nei giacimenti scoperti prima degli anni 1980 nei Paesi OPEC, piuttosto che da nuove scoperte grazie soprattutto all'aumento dell'attività di esplorazione ed ai miglioramenti in campo tecnologico.

- la ridotta possibilità da parte del sistema energetico italiano, allo stato attuale, di attivare fonti energetiche alternative significative;
- gli elevati livelli dei costi dell'energia elettrica, quale conseguenza della necessità di importazione massiccia a prezzi relativamente sfavorevoli, di condizioni fiscali interne particolarmente onerose, di una forte reattività dei prezzi stessi rispetto al prezzo delle materie prime e di una struttura competitiva non ottimale del mercato elettrico.

Le caratteristiche che rendono il sistema italiano particolarmente sensibile rispetto alla “questione energetica” possono essere riflesse da alcune statistiche che danno ragione del fatto che le imprese italiane (ma anche i consumatori) risultano svantaggiate dal punto di vista competitivo, sia rispetto ai concorrenti globali, sia, anche, rispetto a Paesi europei che rappresentano modelli competitivi assai più prossimi (come ad esempio la Francia).

La graduatoria dei primi dieci Paesi importatori netti di energia elettrica a livello mondiale nell'anno 2007 (tab. 1.20), mostra l'Italia sia il primo Paese mondiale in termini di importazioni nette di energia elettrica. Questa caratteristica rende il sistema italiano particolarmente vulnerabile rispetto alle dinamiche di mercato sia nel caso di produzione interna di energia elettrica attraverso combustibili di origine fossile (che subiscono variazioni di prezzo rilevanti poi riversate sui prezzi a valle), sia rispetto all'acquisto da Paesi limitrofi che, pur producendo, come la Francia, a condizioni relativamente indipendenti dal prezzo dei prodotti petroliferi e del gas (per la forte componente nucleare), adeguano i prezzi alle dinamiche di mercato estraendo forti surplus di prezzo.

La leadership a livello mondiale nelle importazioni nette di energia elettrica fa sì che l'indice di “dipendenza elettrica” dell'Italia, misurato dal rapporto tra importazioni nette e consumi elettrici, fatta eccezione per i Paesi Bassi, sia non solo il più elevato dei maggiori Paesi europei, ma anche rispetto alle grandi economie mondiali (tab. 1.21). Questo determina, per il sistema elettrico italiano, una forte vulnerabilità rispetto alle perturbazioni di mercato e una generale dipendenza da sistemi esterni che possono causare elementi di discontinuità, sia di prezzo che di fornitura<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> Si ricordi a tal riguardo l'interruzione della fornitura di energia elettrica (black out) verificatosi il 28 settembre 2003.

**Tab. 1.20 – I primi dieci Paesi importatori di energia elettrica a livello mondiale, 2007**

<b>Paese</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>
Italia	46	18,1
Brasile	39	15,4
USA	31	12,2
Paesi Bassi	18	7,1
Finlandia	13	5,1
Argentina	8	3,1
Portogallo	7	2,8
Hong Kong (Cina)	7	2,8
Belgio	7	2,8
Austria	7	2,8
Altri	71	28,0
<i>Totale Mondo</i>	<i>254</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazioni su IEA (2009)*

**Tab. 1.21 – L'indice di dipendenza elettrica nei principali Paesi europei, 2006**

<b>Paese</b>	<b>Importazioni nette/consumo interno</b>
Paesi Bassi	17,5
Italia	16,4
Portogallo	14,7
Belgio	7,9
Austria	4,7
Regno Unito	1,9
Spagna	-0,6
Germania	-0,9
Svezia	-5,6
Polonia	-11,0
Francia	-14,3

*Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2007)*

**Tab. 1.22 – L'evoluzione del tasso di dipendenza dalle importazioni di fonti fossili in %, 1990-2006**

<b>Paesi</b>	<b>Anno</b>				
	1990	1995	2000	2005	2006
UE-27	44,6	43,5	46,8	52,5	53,8
Italia	84,8	82,3	87,3	84,4	86,8

*Fonte: Eurostat (2008)*

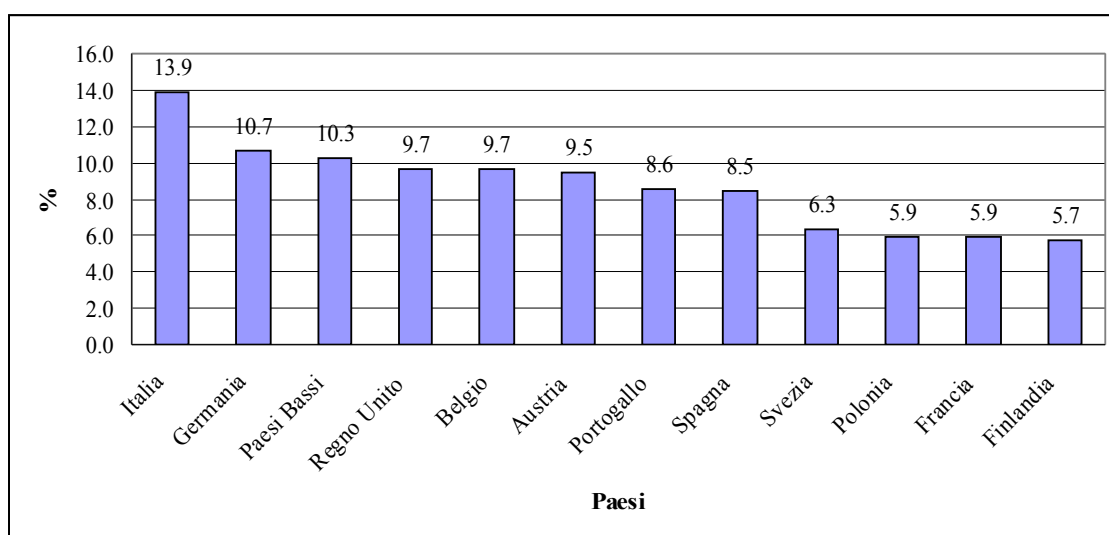
A monte di ogni ragionamento risiede la forte dipendenza dell'Italia dalle importazioni di fonti fossili. Il tasso di dipendenza, calcolato come rapporto tra importazioni nette e consumo interno, si è accentuato nel periodo 1990-2006 raggiungendo una quota di quasi l'87% (tab. 1.22). Nel periodo considerato anche la media del tasso di dipendenza dei Paesi dell'UE-27 è aumentato passando dal 44,6% del 1990 al 53,8% del 2006.

Tuttavia, la differenza tra i tassi fatti registrare in Italia e nella media dell'UE-27 è enorme dato che è pari a 33 punti percentuali.

Il sistema italiano di produzione di energia elettrica, che solo di recente ha deciso la reintroduzione dell'alternativa nucleare attraverso il DDL Sviluppo approvato il 9 Luglio 2009 dal Parlamento italiano, rimane pertanto ancora estremamente legato a combustibili di origine fossile (sia liquidi che gassosi). Ne deriva una forte correlazione tra il prezzo dell'energia elettrica e la dinamica di prezzo del greggio e del gas naturale (cosa che non avviene, per esempio, per la Francia, fortemente legata alla produzione di energia elettrica attraverso impianti nucleari).

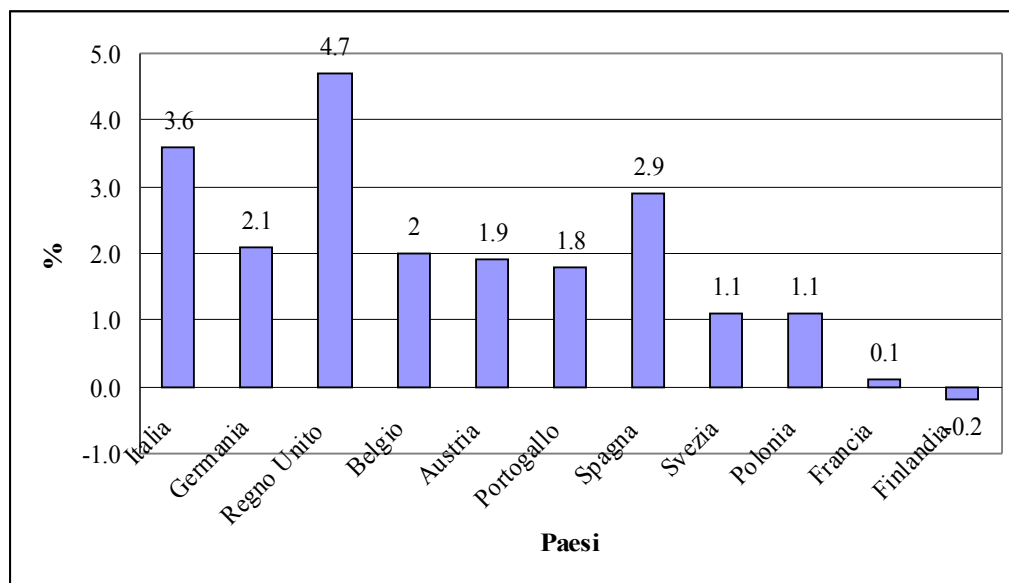
Per le ragioni sopra esposte, e anche per questioni di natura fiscale, l'Italia mostra il prezzo medio per kWh (per utenza industriale, ma anche per utenza privata) più elevato di tutti i Paesi europei e ovviamente anche delle grandi economie extra-europee (fig. 1.7). Va rilevato che questo rappresenta, insieme ad altre leve di carattere strutturale quali la fiscalità e il costo del lavoro, un elemento di grande rilevanza, soprattutto all'interno dei settori ad alta intensità energetica, che vede le imprese italiane fortemente penalizzate in termini competitivi.

**Fig. 1.7 – Il prezzo medio di un kWh per l'industria nei principali Paesi europei in eurocents, 2007 (senza IVA ma incluse altre tasse)**



Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2007)

**Fig. 1.8 – Crescita del prezzo medio di un kWh per l'industria nei principali Paesi europei in eurocents, media 2004-2007**



Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2007)

In conseguenza a quanto sopra esposto, la figura 1.8 evidenzia come l'Italia abbia mostrato, dal 2004, la crescita assoluta, in centesimi di euro, più elevata rispetto a tutti i maggiori Paesi europei (esclusa la Gran Bretagna) nel costo dell'energia elettrica. Ciò ha determinato una ulteriore perdita di competitività per il "sistema Italia". È evidente che le scelte strategiche del sistema stesso e l'incapacità di attivare in tempi brevi alternative energetiche affidabili rendono il nostro Paese assai più esposto di altri alle perturbazioni energetiche. A questo riguardo va sottolineato che Francia e Svezia, paesi tradizionalmente a forte vocazione nucleare, hanno presentato la crescita in assoluto più ridotta nel costo dell'energia elettrica.

Dalle considerazioni evidenziate in questo capitolo emerge chiaramente come le recenti dinamiche di mercato nel prezzo delle materie prime e le peculiarità del sistema italiano rendano al contempo la questione energetica fondamentale e particolarmente critica per il nostro Paese.

A conferma di ciò, va interpretato come dato alquanto preoccupante l'andamento stazionario registrato dall'indicatore intensità energetica (tab. 1.23). Come noto tale indicatore macroeconomico rappresenta la quantità di energia necessaria a produrre un euro di PIL per un determinato paese. Sebbene siano molti i fattori che influenzano

l'intensità energetica complessiva dell'economia di una nazione<sup>17</sup>, il fatto che alla sensibile diminuzione dell'intensità energetica nell'U.E. a 27 segnata nel periodo 1990-2006 si contrapponga per l'Italia un dato pressoché analogo a quello del 2006 rappresenta un chiaro segnale di perdita di competitività dell'economia del nostro Paese.

**Tab. 1.23 – L'evoluzione dell'intensità energetica, 1990-2006**

Statistiche		Anno				
		1990	1995	2000	2005	2006
Intensità energetica	UE-27	215	209	188	182	177
(Tep/Milioni di euro base 2000)	Italia	151	149	145	151	147

Fonte: Eurostat (2008)

E' evidente che la ricerca di alternative energetiche (come per esempio le fonti rinnovabili) rappresenta, in questa fase storica, un fattore necessario per chiunque, ma soprattutto per il sistema italiano al fine di salvaguardare la capacità competitiva delle imprese. Di conseguenza, anche tralasciando la questione ambientale e considerando solo il profilo meramente economico, in nessun altro Paese industrializzato si verifica una così forte convenienza all'adozione di tecnologie energetiche legate a fonti rinnovabili.

## 1.6 Lo stato dell'arte del biogas in Europa, Italia e Veneto

Tra le diverse alternative per la produzione di energia da fonti rinnovabili questo lavoro si concentra, come sarà approfondito nel capitolo 4, sulla produzione di biogas a partire dai sottoprodotti della vinificazione. Il biogas è una miscela di gas risultante dalla digestione anaerobica della sostanza organica, costituita principalmente da metano, anidride carbonica ed, in misura residuale, da idrogeno, ossigeno, composti azotati e solforati<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> A tal riguardo molto influiscono le richieste di un migliore standard di vita generale e le condizioni di temperatura ambientale medie in quella nazione. Non è insolito per certi climi particolarmente freddi o caldi il richiedere un maggiore consumo di energia nelle abitazioni e nei luoghi di lavoro, in modo di riscaldare gli ambienti (in modo efficiente come ad esempio la stufa a pellet oppure inefficiente come la stufa elettrica) oppure per rinfrescarli (uso dell'aria condizionata). Solitamente un paese con un tenore di vita progredito avrà una maggiore prevalenza di questi beni di consumo e dunque presenterà una maggiore intensità di energia rispetto a quelli con bassi standard di vita.

<sup>18</sup> La qualità del biogas è positivamente correlata con la percentuale di metano contenuta nella sostanza organica. Tale percentuale varia a seconda del tipo di sostanza organica digerita e delle condizioni di processo.



I substrati tradizionali utilizzati come input nel processo di digestione anaerobica sono costituiti soprattutto da: i) frazioni organiche di rifiuti urbani provenienti da discariche; ii) fanghi di depurazione; iii) scarti organici e acque reflue dell'agro-industria (siero di latte e reflui, liquidi dell'industria dei succhi di frutta o della distillazione, grassi, sangue, contenuto stomacale, budella, ecc.). I substrati possono provenire però anche dal settore agricolo. Tra questi i principali sono: i) liquame suino; ii) liquame bovino; iii) deiezioni avicole; iv) residui colturali (es. foraggi, frutta e vegetali di scarsa qualità, percolati da silos e paglia); v) colture non alimentari ad uso energetico (es. insilati di mais, sorgo zuccherino e triticale).

Il biogas ottenuto dal processo di digestione anaerobica può essere utilizzato, a sua volta, come input:

- nella combustione in caldaia;
- nella co-generazione;
- nella tri-generazione.

Con la combustione in caldaia si produce acqua calda che viene impiegata sia nella termostatazione del digestore al fine di garantire la stabilità del processo, sia nelle eventuali utenze aziendali.

Nella co-generazione il biogas viene impiegato come combustibile in motori a ciclo otto o diesel, opportunamente modificati, ottenendo così energia elettrica ed energia termica. L'energia elettrica viene prodotta dall'alternatore accoppiato al motore, mentre l'energia termica proviene da un sistema di recupero termico. Questo processo consente di raggiungere livelli di efficienza energetica del sistema superiori al 90%.

La tri-generazione è una tecnica di produzione congiunta di energia elettrica, energia termica e frigorifera. In questo caso c'è l'abbinamento del co-generatore ad un gruppo frigorifero che consente di produrre acqua refrigerata.

Esiste, anche se ancora nella fase di studio, la possibilità di utilizzare il biogas per l'autotrazione o per l'uso civile immettendolo nella rete distributiva del metano, nel qual caso sarebbe però necessario un processo di eliminazione dell'anidride carbonica.

La produzione di biogas in Europa ha una tradizione relativamente lunga. Le prime applicazioni risalgono alla fine del 1800, ma successivamente, grazie alla disponibilità di petrolio a basso costo, si è verificata una progressiva perdita di interesse. E' solo a partire dalla prima crisi petrolifera, infatti, che si è ricominciato a pensare al biogas come

alternativa energetica.

Il quadro più aggiornato sullo stato dell'arte della produzione di biogas in Europa raccoglie i dati fino al 2007 e mostra come la produzione sia aumentata, nel triennio 2005-2007, passando da 4.700 ktep a 5.900 ktep (tab. 1.24). La crescita della produzione di biogas deriva soprattutto dall'incremento nella produzione da fonti di origine agricola: dalle 860 ktep del 2005 si è passati alle 2.100 ktep del 2007, facendo segnare un incremento nel triennio pari al 145%. Alcuni paesi, in particolare Germania, Austria, Olanda, hanno contribuito in modo determinante a questa crescita. In percentuale sul totale, il contributo delle fonti di origine agricola e agroindustriale alla produzione di biogas è passata dal 20% del 2005 al 36% del 2007. Il biogas da discarica continua a rappresentare, tuttavia, la quota principale della produzione totale, ed in questo ambito si segnala il Regno Unito che, da solo, detiene circa il 50% della produzione europea di biogas da discarica. Con riferimento alla produzione per Paesi, Germania e Regno Unito sono i due paesi leader nell'Europa a 27, dato che, complessivamente, coprono il 68% della produzione totale. Segue, seppur nettamente staccata, l'Italia con circa 406 ktep.

Se si misura la produzione di biogas in rapporto al numero di abitanti (Tep/1000 abitanti) la classifica cambia (tab. 1.25). Germania e Regno Unito rimangono nettamente in testa con, rispettivamente, 29 e 26,7 Tep/1.000 abitanti, mentre l'Italia passa al dodicesimo posto con 6,9 Tep/1000 abitanti. Il dato ampiamente sotto la media europea di (11,9 Tep/1000 abitanti) evidenzia lo stato di sviluppo ancora limitato su questo fronte, ma offre anche rilevanti potenzialità future all'applicazione di questa tecnologia nel nostro Paese.

**Tab. 1.24 – La produzione di energia primaria da biogas nel periodo 2005-2007(in ktep)**

Paesi	Da discarica			Da fanghi di depurazione			Altra origine			Totale		
	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2005	2005	2007	2005	2006	2007
Germania	573,2	383,2	416,4	369,8	270,2	270,2	651,4	1.011,7	1.696,5	1.594,4	1.665,1	2.383,1
Regno Unito	1.421,0	1.318,5	1.433,1	179,0	180,0	191,1	-	-	-	1.600,0	1.498,5	1.624,2
Italia	301,7	337,4	357,7	0,9	1,0	1,0	40,9	44,8	47,5	343,5	383,2	406,2
Spagna	236,5	150,5	259,6	56,8	48,6	49,1	23,6	19,8	21,3	316,9	319,7	330,0
Francia	141,0	46,0	161,3	75,0	144,0	144,2	4,0	3,6	3,7	220,0	298,1	309,2
<i>Totale UE</i>	<i>2.946,2</i>	<i>2.700,2</i>	<i>2.905,3</i>	<i>901,5</i>	<i>867,9</i>	<i>887,3</i>	<i>859,9</i>	<i>1.330,8</i>	<i>2.108,9</i>	<i>4.707,6</i>	<i>4.898,9</i>	<i>5.901,5</i>
% Italia su												
Totale UE	10,2	12,5	12,3	0,1	0,1	0,1	4,8	3,4	2,3	7,3	7,8	6,9

Fonte: Elaborazioni su EurObserv'ER (2008)

**Tab. 1.25 – La produzione di energia primaria da biogas per abitante, 2007**

<b>Paese</b>	<b>Tep/1000 ab.</b>
Germania	29,0
Regno Unito	26,7
Lussemburgo	21,0
Danimarca	18,0
Austria	16,8
Olanda	10,6
Irlanda	7,8
Repubblica Ceca	7,6
Belgio	7,4
Spagna	7,4
Finlandia	6,9
Italia	6,9
Slovenia	5,9
Francia	4,9
<i>Media UE</i>	<i>11,9</i>

*Fonte: Elaborazioni su EurObserv'ER (2008)*

Come ricordato in precedenza, il biogas prodotto viene utilizzato principalmente per la produzione di energia elettrica e di calore. Nel triennio 2005-2007 il trend di evoluzione delle due destinazioni energetiche è stato completamente opposto. La produzione di calore ha fatto segnare una contrazione pari al 43% a livello europeo, mentre nello stesso periodo la produzione di elettricità ha fatto segnare un notevole incremento, pari al 48%, passando da 13.400 a 19.360 GWh (tab. 1.26). Tale diverso andamento è dovuto, principalmente, alla preferenza nell'installazione di impianti a cogenerazione per la produzione congiunta di energia elettrica e termica. I Paesi che più hanno contribuito alla crescita della produzione di energia elettrica da biogas sono stati la Germania (con un incremento pari a 4.800 GWh), il Regno Unito (+610 GWh), Austria (+430 GWh) e Olanda (+211 GWh). Gli aumenti in Germania, Austria e Olanda sono dovuti quasi totalmente all'espansione di impianti nelle aziende agricole e/o negli allevamenti. L'incremento per il Regno Unito origina, invece, da impianti a biogas collocati nelle discariche. La produzione di energia elettrica risulta essere la destinazione principale del biogas ai fini energetici anche in Italia: la produzione registrata dall'EuroObserv'Er alla fine del 2007 risulta pari a 1.381,9 GWh, quantitativo che pone l'Italia al terzo posto a livello UE anche se distanziata dai maggiori produttori, come la Germania e il Regno Unito.

Una contabilizzazione, forse più precisa, trova origine nelle fonti statistiche del GSE (Gestore Servizi Elettrici) che attribuisce al biogas una produzione lorda di energia elettrica degli impianti pari a 1.447,3 GWh (tab. 1.27). Si tratta dell'energia elettrica che

viene immessa in rete e che usufruisce di forme di incentivazione quali i Certificati Verdi.

**Tab. 1.26 – La produzione di energia elettrica da biogas nel periodo 2005-2007(in GWh)**

Paesi	Da sole centrali elettriche			Da centrali elettriche in cogenerazione			Totale		
	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2005	2006	2007
Germania	-	-	-	4.708,0	7.446,0	9.520,0	4.708,0	7.446,0	9.520,0
Regno Unito	4.296,5	4.424,0	4.795,6	393,5	463,0	503,4	4.690,0	4.887,0	5.299,0
Italia	967,1	1.061,9	1.125,6	230,9	241,8	256,3	1.198,0	1.303,7	1.381,9
Spagna	583,5	487,3	505,3	36,7	56,0	56,0	620,2	666,3	687,1
Francia	483,0	146,1	274,2	-	35,4	35,7	483,0	522,7	541,0
Olanda	-	146,1	274,2	286,0	215,2	223,2	286,0	361,3	497,4
Austria	43,2	424,1	469,8	26,4	23,0	22,8	69,6	447,1	492,6
<i>Totale UE</i>	<i>6.917,8</i>	<i>7.590,2</i>	<i>8.297,6</i>	<i>6.478,8</i>	<i>9.382,9</i>	<i>11.639,3</i>	<i>13.396,6</i>	<i>16.973,1</i>	<i>19.936,9</i>

Fonte: Elaborazioni su EurObserv'ER (2008)

La tabella mette in evidenza l'incremento di produzione di energia elettrica da biogas a partire dal 2003 che, complessivamente considerato, ha raggiunto un tasso pari a circa il 40%. Nello specifico la maggiore produzione di energia elettrica proviene da biogas di discarica, che copre circa 86% della produzione totale, con un incremento del 37%. Anche la produzione di biogas da altre fonti come le deiezioni animali e altri rifiuti organici di provenienza agroindustriale mostra incrementi interessanti. Nel caso delle deiezioni animali la produzione lorda di energia elettrica è passata dai 13,2 GWh dell'anno 2003 ai 53,3 GWh del 2007 (+304%). E' risultato più contenuto, invece, l'incremento fatto segnare da colture e altri rifiuti agro-industriale dato che, nello stesso periodo di riferimento, non ha superato il 30%.

**Tab. 1.27 – La produzione lorda di energia elettrica degli impianti a biogas in Italia nel periodo 2003-2007(in GWh)**

Tipologia di substrato	Anno					Var. % 07/03
	2003	2004	2005	2006	2007	
Discarica	910,5	1.038,4	1.052,3	1.176,8	1.247,3	37,0
Fanghi di depurazione	2,7	1,2	3,2	3,3	9,0	233,0
Deiezioni animali	13,2	18,5	25,7	44,7	53,3	304,0
Colture e altri rifiuti organici	106,5	112,1	116,8	111,5	137,7	29,0
<i>Totale</i>	<i>1.033,0</i>	<i>1.170,2</i>	<i>1.198,0</i>	<i>1.336,3</i>	<i>1.447,3</i>	<i>40,0</i>

Fonte: Elaborazioni su GSE (2009)

L'indagine condotta dal Centro Ricerche Produzioni Animali (CRPA) nel 2007 mette a disposizione altri dati sulla diffusione della produzione di biogas in Italia da fonti di origine agricola. Molti impianti, essendo di tipo semplificato con la sola produzione di calore e non essendo in regime di Certificati Verdi, non sono infatti contenuti nelle statistiche del GSE. Tale indagine ha contabilizzato in Italia, con riferimento ad ottobre 2007, 154 impianti i quali risultano distribuiti per la maggior parte dei casi in quattro regioni del centro-nord. Il numero maggiore di impianti è presente in Lombardia (48 impianti), seguita da Trentino-Alto Adige (34), Emilia Romagna (30) e Veneto (17).

Limitando l'analisi alla regione Veneto, è stata condotta da una approfondita indagine, aggiornata al maggio 2008, sulla diffusione degli impianti a biogas nell'ambito di un programma interregionale denominato "Biogas" (Veneto Agricoltura, 2008). Secondo questa indagine gli impianti in funzione a biogas sono 28, di cui 21 funzionano a cogenerazione, mentre 7 solo per la produzione di energia termica (tab. 1.30).

**Tab. 1.28 – Numero di impianti a biogas presenti in Veneto, maggio 2008**

<b>Matrice di origine</b>	<b>A energia termica</b>	<b>A cogenerazione</b>	<b>Totale</b>
Agricola	0	12	12
Agroindustriale	6	3	9
Rifiuti urbani industriali	1	6	7
<i>Totale</i>	<i>7</i>	<i>21</i>	<i>28</i>

*Fonte: Elaborazioni su Veneto Agricoltura (2009)*

**Tab. 1.29 – Gli impianti di biogas a matrice agricola presenti in Veneto, maggio 2008**

<b>Provincia</b>	<b>Indirizzo produttivo</b>	<b>Substrato</b>	<b>Potenza installata (kWe)</b>
Padova	Cerealicolo- zootecnico	Liquame bovino, silomais	70
Padova	Cerealicolo- zootecnico	Liquame bovino, silomais	1.000
Rovigo	Cerealicolo	Silomais e altri cereali	1.000
Treviso	Cerealicolo- zootecnico	Liquame suino	40
Venezia	Cerealicolo- zootecnico	Liquame bovino, silomais e scarti ortofrutticoli	1.000
Venezia	Cerealicolo- zootecnico	Silomais, pastone di mais, pollina e melasso	1.000
Verona	Cerealicolo- zootecnico	Liquame bovino, silomais e loiessa	400
Verona	Cerealicolo- zootecnico	Liquame suino	100
Verona	Cerealicolo	Silomais, scarti ortofrutticoli	1.400
Verona	Cerealicolo- zootecnico	Liquame bovino, silomais e sorgo	1.000
Vicenza	Cerealicolo-zootecnico	Liquame bovino, silomais	110
Vicenza	Cerealicolo-zootecnico	Liquame bovino, silomais	100

*Fonte: Elaborazioni su Veneto Agricoltura (2009)*

Dei 12 impianti a matrice agricola, tutti sono installati presso aziende agricole e

funzionano a cogenerazione per lo sfruttamento congiunto sia dell'energia termica, che per la produzione di energia elettrica. Di questi 8 sono anche allacciati alla rete elettrica per la vendita dell'energia elettrica prodotta in surplus ai fabbisogni aziendali. Altri 3 sono, alla data del rilevamento, in attesa dell'autorizzazione alla connessione alla rete esterna, mentre solo uno consuma interamente all'interno dell'azienda tutta l'energia elettrica prodotta (tab. 1.29). L'indagine ha registrato anche le domande in corso di istruttoria presso i competenti uffici e, sulla base di ciò, si può ipotizzare che il numero di impianti in funzione entro la fine del 2010 sarà presumibilmente doppio rispetto ai dodici impianti rilevati a maggio 2008.

Passando ora a considerare le superfici seminate a colture energetiche<sup>19</sup>, destinate alla produzione di biocarburanti o di energia termica ed elettrica ricavata dalla biomassa, dai dati pubblicati da Avepa, organismo che si occupa dei pagamenti in agricoltura nella regione Veneto, si evince che nell'anno 2007 sono stati investiti a colture energetiche circa 7.270 ettari di superficie dichiarate rispettivamente da 1.114 aziende agricole. Analizzando l'output energetico ottenuto con le colture prodotte sulle superfici dichiarate, il biodiesel è di gran lunga quello che attira i maggiori investimenti, con circa 6.785 ettari. Per quanto riguarda il biogas, esso ha fatto registrare un incremento del 35% dal 2006 al 2007, portandosi a circa 260 ettari (tab. 1.30). Le aziende che nel 2007 hanno dichiarato di coltivare prodotti destinati a biogas sono state 38.

**Tab. 1.30 – Superfici dichiarate a biogas e relativo numero di aziende in Veneto, 2007**

Province	Superficie dichiarata (ha)			Aziende (n)		
	2005	2006	2007	2005	2006	2007
Padova	-	3,7	15,6	-	4	5
Rovigo	-	-	3,2	-	-	1
Treviso	-	7,5	2,4	-	1	1
Venezia	22,5	36,8	48,7	5	8	8
Vicenza	6,1	6,1	6,2	2	1	2
Verona	1,6	132,7	174,5	1	12	18
Fuori regione	-	6,5	9,6	-	2	3
<i>Totale Veneto</i>	<i>30,2</i>	<i>193,3</i>	<i>260,2</i>	<i>8</i>	<i>28</i>	<i>38</i>

*Fonte: Elaborazioni su Veneto Agricoltura (2009)*

<sup>19</sup> Si ricorda che per tali colture il Reg. CE 1782/2003 introduce un regime di aiuto pari a 45 euro per ettaro l'anno se destinate alla produzione di biocarburanti o di energia termica ed elettrica ricavata dalla biomassa.

Analizzando i dati per prodotto energetico e per distribuzione territoriale delle superfici, emergono quelle che potrebbero essere delle specificità territoriali. Concentrando l'attenzione sulla distribuzione territoriale delle superfici a livello regionale, si può osservare che quasi il 70% degli ettari messi a coltura e utilizzati in impianti a biogas è concentrato nella provincia di Verona (175 ettari). Si tratta in prevalenza di mais e colture foraggere. Tra le altre province, Venezia destina a biogas circa 49 ettari (19% del totale Veneto), principalmente orzo e mais, mentre a Padova la superficie dedicata è di circa 16 ettari (6%). La distribuzione delle aziende sul territorio regionale risulta essere più omogenea rispetto a quella rilevata per le superfici, anche se nella sola provincia di Verona si localizzano 18 aziende su un totale di 38 (circa il 47%). Ne deriva che le aziende agricole veronesi dedicano a biogas una superficie media superiore rispetto a quelle delle altre province: infatti, tale valore è di 9,7 ettari per azienda a Verona e, ad esempio, solo di 6,1 ettari per le aziende della provincia di Venezia. Questi dati sembrano pertanto confermare una certa “specificità territoriale” della provincia di Verona nella produzione di colture destinate a biogas.

## 2. LA QUESTIONE AMBIENTALE COME VINCOLO AL MERCATO ENERGETICO

### 2.1 Il dibattito sull'esistenza del fenomeno del global warming

Prima di affrontare l'analisi delle politiche legate al cosiddetto *global warming*<sup>20</sup>, occorre analizzare la questione ambientale sottesa al cambiamento climatico da un punto di vista scientifico e meteorologico. L'esame dell'attuale impatto delle emissioni prodotte dall'uomo sull'ambiente e sul clima aiuterà a comprendere la crescente importanza della "questione ambientale": il sempre più elevato livello di emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera ha generato catastrofiche previsioni per quanto concerne il riscaldamento globale e il conseguente cambiamento climatico del nostro pianeta. L'analisi sarà condotta senza pretese di esaustività e di completezza data la complessità e la specificità dell'argomento. Essa è finalizzata a fornire una descrizione del quadro scientifico di riferimento necessario per comprendere l'interesse politico riguardo la valutazione delle esternalità negative generate dall'emissione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera.

La questione dell'aumento della temperatura del nostro pianeta, il *global warming*, rappresenta indubbiamente il punto più controverso nel dibattito relativo al cambiamento climatico: opinioni molto contrastanti presentano la questione, da un lato, come pressoché inesistente e dall'altro, in termini forse eccessivamente drammatici.

Al fine di mantenere un approccio il più obiettivo possibile la descrizione si basa sui rapporti pubblicati nel 2001 e nel 2007 dall'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC)<sup>21</sup>. Su tali rapporti si basa la discussione scientifica internazionale dato

<sup>20</sup> Riscaldamento globale (o *global warming* nella letteratura scientifica in inglese) è un'espressione usata per indicare, relativamente alla storia climatica della Terra, le fasi di aumento della temperatura media dell'atmosfera terrestre e degli oceani dovute a cause naturali (cicli solari, moti della Terra, variazioni dei gas atmosferici, ecc.). Molto spesso l'espressione viene usata come sinonimo di surriscaldamento climatico che, al contrario, indica il contributo antropico al riscaldamento del clima registrato nell'ultimo secolo. Spesso le due espressioni sono utilizzate in relazione ai mutamenti climatici. Maslin (2004), identifica nel 1988 l'anno in cui la terminologia sull'effetto serra cominciò a cambiare come conseguenza dell'influenza dei media. Da quella data in poi il termine effetto serra fu usato sempre meno e la gente cominciò a riferirsi a tale teoria come riscaldamento globale o cambiamento climatico.

<sup>21</sup> L'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) è un ente costituito ad hoc dall'Organizzazione Meteorologica Mondiale (WMO) e dal Programma Ambientale delle Nazioni Unite (UNEP) nel 1988. Esso è costituito da circa 3 mila membri tra rappresentanti dei governi, scienziati, ricercatori ed esperti in materia ambientale ai fini di fornire una solida base scientifica per la trattazione in ambito istituzionale



che tale ente gode del riconoscimento della generalità degli Stati Membri delle Nazioni Unite. Il 12 Ottobre 2007 all'IPCC è stato assegnato, assieme all'ex vice-presidente degli USA Al Gore, il premio Nobel per la pace per “gli sforzi compiuti per costruire e diffondere una conoscenza maggiore sui cambiamenti climatici provocati dall'uomo e per porre le basi per le misure necessarie a contrastare tali cambiamenti”.

La motivazione del comitato per il Nobel mette in luce quello che è l'obiettivo centrale degli studi dell'IPCC: accertare la connessione tra le attività umane e il riscaldamento climatico, nonché fare previsioni sull'entità e sulle conseguenze derivanti dal riscaldamento globale. Su questi due aspetti, come vedremo in seguito si concentra il dibattito sul *global warming*.

Il rapporto IPCC 2007, nel commentare il grafico riguardante lo sviluppo termico globale negli anni 1000-2100 contenuto nel *Third Assessment Report* del 2001, giunge alla conclusione che la temperatura media globale è aumentata di  $0,74^{\circ}\text{C}$  tra il 1906 ed il 2005 con un margine di errore stimato in  $\pm 0,18^{\circ}\text{C}$ <sup>22</sup>. Va detto che la curva che illustra le variazioni nel tempo della temperatura globale evidenzia tale aumento, ma mostra anche notevoli oscillazioni da un anno all'altro e notevoli differenti variazioni nelle diverse zone geografiche del mondo. Ad esempio, tra il 1910 ed il 1940 la temperatura è aumentata di  $0,30^{\circ}\text{C}$  salvo poi abbassarsi di nuovo negli anni successivi<sup>23</sup>. Dagli anni 1960 fino ad oggi l'aumento della temperatura è stato costante, pari a  $0,55^{\circ}\text{C}$ .

L'IPCC ha riportato ulteriori conclusioni circa l'andamento termico in epoca contemporanea, di cui le più significative sono di seguito sintetizzate:

---

delle problematiche connesse al cambiamento climatico. L'attività principale dell'IPCC è la preparazione a intervalli regolari di valutazioni esaustive e aggiornate delle informazioni scientifiche, tecniche e socio-economiche rilevanti per la comprensione dei mutamenti climatici indotti dall'uomo, degli impatti potenziali dei mutamenti climatici e delle alternative di mitigazione e adattamento disponibili per le politiche pubbliche. I rapporti di valutazione finora pubblicati sono i seguenti: *First Assessment Report* (1990), *Second Assessment Report* (1995), *Third Assessment Report* (2001), *Fourth Assessment Report* (2007). (<http://www.ipcc.ch>).

<sup>22</sup> Nella concezione comune, un aumento di  $0,74^{\circ}\text{C}$  nel periodo 1906-2005 appare di lieve entità, dato che si tratta di un aumento impercettibile per il corpo umano. Variazioni anche di lievissima entità assumono, tuttavia, un ruolo rilevante quando la temperatura media aumenta nel tempo. La natura è incredibilmente sensibile a pur minime variazioni termiche e qualora in esse sia ravvisabile un trend, esso costituisce un efficace punto di riferimento sul quale costruire una immagine realistica dell'andamento mondiale.

<sup>23</sup> Tale riduzione è riconducibile all'inquinamento da zolfo che, nel periodo a cavallo della prima e seconda guerra mondiale ha determinato una concentrazione di particelle di aerosol fuori dalla norma. Come è noto, le particelle di aerosol, riflettendo i raggi solari, contribuiscono all'abbassamento della temperatura.

- ad esclusione del 1996, i 12 anni compresi tra il 1995 ed il 2006 sono stati i più caldi mai registrati dal 1850;
- nello stesso arco temporale 1995-2006, il 1998 e il 2005 sono stati gli anni più caldi in assoluto. Secondo parte della comunità scientifica, il record del 1998 sarebbe riconducibile al fenomeno “el nino”, che avrebbe influenzato la temperatura globale nel 1997/1998. Né il 2005, né i 5 anni precedenti hanno tuttavia presentato alcun fenomeno meteorologico anche lontanamente equiparabile ad “El Nino”;
- gli anni 2004 e 2005 sono rispettivamente al terzo e quarto posto nella classifica degli anni più caldi in assoluto.

Queste conclusioni hanno evidentemente allarmato ricercatori ed istituzioni perché mettono in luce che l’aumento delle temperature ha subito una brusca accelerazione negli ultimi 10 anni. Rispetto al precedente rapporto IPCC del 2001, la terminologia è stata volutamente ed espressamente modificata per enfatizzare la serietà della situazione. Nel rapporto del 2001 si legge, infatti, che il riscaldamento registrato è “probabilmente” (certezza superiore al 66%) riconducibile all’aumento di gas serra nell’atmosfera<sup>24</sup>. Nel rapporto del 2007, tale livello di riconducibilità è data come “estremamente probabile”, con una percentuale di certezza superiore al 90%<sup>25</sup>. Con il medesimo grado di probabilità l’IPCC, nel *Fourth Assessment Report 2007*, sancisce, inoltre, che la causa dell’aumento di gas serra nell’atmosfera sia riconducibile alle emissioni di origine umana quando afferma: *“most of the observed increase in globally-averaged temperatures since the mid-20<sup>th</sup> century is very likely due to the observed increase in anthropogenic GHG concentrations”*.

Le considerazioni fin qui svolte portano ad affermare l’esistenza del fenomeno del *global warming*, visto che l’aumento continuo delle temperature medie registrate negli

---

<sup>24</sup> L’effetto serra è un fenomeno che consiste nel riscaldamento del pianeta per effetto dell’azione dei cosiddetti gas serra, composti presenti nell’aria a concentrazioni relativamente basse (anidride carbonica, vapor acqueo, metano, ecc.). I gas serra permettono alle radiazioni solari di passare attraverso l’atmosfera, mentre ostacolano il passaggio verso lo spazio di parte delle radiazioni infrarosse provenienti dalla superficie della Terra e dalla bassa atmosfera (il calore riemesso). In sostanza si comportano come i vetri di una serra (da cui prendono il nome) favorendo la regolazione ed il mantenimento della temperatura terrestre ai valori odierni. Questo processo è sempre avvenuto naturalmente e fa sì che la temperatura della Terra sia circa 33°C più calda di quanto lo sarebbe senza la presenza di questi gas.

<sup>25</sup> Si consideri altresì che in ambito scientifico è pressoché impossibile sancire una percentuale di certezza superiore al 90%, in assenza di una prova determinante ed inconfutabile e che, pertanto, una “estrema probabilità” è di fatto equiparabile ad una certezza.

ultimi 13 anni non è riconducibile alle variazioni termiche “naturali” e che, la buona parte dell’aumento della temperatura della Terra è dovuta all’attività antropica.

L’*Assessment Report 2007* contiene anche precise previsioni circa i prevedibili sviluppi dell’andamento climatico nei prossimi anni. Tali previsioni sono riportate sotto forma di scenari, costruiti tenendo conto di differenti fattori di natura sociologica, scientifica e demografica<sup>26</sup>. I sei scenari individuati dagli esperti dell’IPCC presentano ben diverse previsioni di sviluppo: lo scenario che prevede l’aumento di temperatura globale più contenuto, lo scenario B1, è caratterizzato da un rapidissimo sviluppo di società *eco-friendly*, con un basso aumento demografico, ma al contempo una veloce crescita economica che consenta un pronto sviluppo di nuove tecnologie a livello mondiale. Questo scenario ipotizza, al termine del XXI secolo, un aumento di 1,8°C rispetto alla temperatura registrata nell’arco temporale tra il 1980 e il 1990, ma al contempo non esclude che l’aumento possa raggiungere i 2,9°C. Il più pessimista dei sei scenari riportati, lo scenario A2, prevede un aumento compreso tra i 2,4° e i 6,4° rispetto alla temperatura media registrata tra il 1980 ed il 1990, in un contesto caratterizzato da forte una crescita demografica, una crescita economica irregolare, un aumento costante di emissioni da combustione di carbone, oli e gas.

La forbice di previsione tra i sei scenari indica il grado di incertezza circa l’entità e la tempistica del riscaldamento, le possibili variazioni nei livelli di emissioni e le possibili evoluzioni del sistema ambientale, data la molteplicità di fattori dalla prevedibilità (esito) incerta. In ogni caso, anche la previsione più ottimistica prevede la variazione termica più importante degli ultimi millenni<sup>27</sup>. Maggiore certezza è invece riscontrabile nelle previsioni a breve termine: il panel IPCC ha stabilito che, con il livello attuale di emissioni, e considerando l’attuale livello di abbattimento naturale di CO<sub>2</sub>, è prevedibile un aumento di temperatura di 0,2°C a decennio per i prossimi 20 anni<sup>28</sup>.

<sup>26</sup> Nella formulazione degli scenari si sovrappongono modelli sociali, riguardanti il prevedibile sviluppo sociale, a modelli climatici. Per ognuna di queste sovrapposizioni vengono calcolati il prevedibile aumento della temperatura, la variazione delle precipitazioni, l’eventuale modificazione dei venti e gli effetti finali di tali variazioni, ossia l’aumento dei livelli marini, la siccità in alcune zone e l’aumento di precipitazioni in altre, lo scioglimento dei ghiacci e l’eventuale incidenza sulla fauna mondiale. In sede di lavori preparatori al rapporto IPCC 2007, erano stati predisposti quaranta differenti scenari, tuttavia, nel rapporto finale figurano solo sei tra questi, selezionati in base al livello di probabilità ed alla quantità di variabili che essi hanno preso in considerazione.

<sup>27</sup> L’ultima variazione, in aumento, superiore ai 2°C pare infatti risalire a 2 milioni di anni fa’.

<sup>28</sup> La veridicità delle previsioni a breve termine effettua dal panel trova evidenza empirica nel modello di sviluppo dalle temperature per gli anni 1990-2005 elaborato nel primo rapporto IPCC del 1990. Nonostante fosse basato su una quantità di dati notevolmente inferiore, il primo rapporto IPCC ha previsto un modello di sviluppo delle temperature che è poi risultato non molto differente dall’andamento

Ciò che emerge dalle previsioni IPCC riguardo l'andamento delle temperature per i prossimi decenni, è che in nessuno degli scenari prospettati la temperatura si abbasserà o resterà stabile. Va rilevato infatti che, secondo gli esperti dell'IPCC, anche qualora dovessimo riuscire a ridurre le emissioni in maniera radicale, in modo da riportare la concentrazione dei gas serra allo stesso livello del 2000, la temperatura continuerebbe in ogni caso ad alzarsi di almeno 0,10°C per decennio, per effetto delle emissioni già in circolo.

Su questa base il problema consiste, pertanto, nel determinare quale sia l'entità dell'aumento della temperatura che il nostro pianeta è in grado di tollerare. Secondo uno studio della Comunità Europea, qualsiasi aumento superiore a 2° C rispetto ai livelli medi registrati all'inizio del 1900 può essere qualificato "pericoloso"<sup>29</sup>.

Alla luce del quadro sopra esposto, l'esistenza di un rapporto di diretta proporzionalità tra l'aumento delle temperature e l'aumento delle emissioni di gas serra di natura umana, impone un immediato e radicale intervento di riduzione delle emissioni. Da qui la posizione attiva delle Nazioni Unite impegnate ad agire per contenere il futuro aumento delle temperature. Il dibattito internazionale, come sarà illustrato nei prossimi paragrafi, non si basa di fatto sull'esistenza del fenomeno *global warming* e sulla sua correlazione con l'attività umana (dato che appare già scientificamente provato), ma si concentra sui costi che la società umana dovrà sostenere per attivare politiche di mitigazione e di adattamento al fenomeno.

## **2.2 Le emissioni di gas serra alla luce della domanda futura di energia**

L'analisi della struttura del mercato energetico affrontata nel primo capitolo, consente ora di effettuare alcune considerazioni sull'evoluzione dell'equilibrio di mercato prima di aprire la tematica alle implicazioni di natura ambientale ad essa collegate. Ciò sembra

---

effettivamente verificatosi: il panel affermò allora che, dato il prevedibile andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub>, l'aumento delle temperature per i 15 anni di riferimento sarebbe stato compreso tra 0,15 e 0,30° C. L'aumento effettivo fu di 0,20° C.

<sup>29</sup> Hansen, uno dei più conosciuti climatologi contemporanei e vertice della sezione climatica della NASA, dimostra nei suoi modelli climatici come la situazione attuale sia in veloce accelerazione verso il cosiddetto *tipping point*, soglia oltre la quale il riscaldamento globale può aumentare esponenzialmente per effetto del rafforzarsi di "effetti secondari", quali, ad esempio, il fatto che il riscaldamento dei mari provoca un aumento dei livelli di CO<sub>2</sub> o che lo scioglimento di permafrost in Siberia libererebbe enormi quantità di metano oggi sotterrate sotto metri di suolo ghiacciato. Hansen sostiene che tale soglia possa individuarsi nell'aumento della temperatura di 1°C, soglia oltre la quale "il pianeta subirebbe modificazioni sostanziali, tali da renderlo irriconoscibile".

necessario alla luce delle dinamiche demografiche che si prospettano da qui al prossimo futuro, dato che si stima che l'intera popolazione mondiale dovrebbe raggiungere i 9 miliardi di persone nel 2100. Pare ovvio sottolineare che l'incremento della popolazione porta con sé anche l'aumento della domanda di energia. Parallelamente, gli stessi vincoli ambientali assumono un peso critico rilevante se proiettati nel prossimo futuro.

La previsione sulla composizione dell'offerta mondiale di materie prime energetiche nell'anno 2030<sup>30</sup> rappresenta lo scenario di riferimento stimato dall'IEA nel rapporto *Key World Energy Statistics* pubblicato nel 2009 (tab. 2.1). Si tratta della proiezione dell'attuale *status quo* al 2030, vale a dire del presumibile sviluppo dell'offerta mondiale di energia sulla base degli effetti delle politiche e delle normative emanate o adottate nel mondo entro la metà del 2008.

Come si può vedere, la domanda mondiale di energia primaria<sup>31</sup> prevede un aumento in media dell'1,7% annuo durante il periodo compreso tra il 2007 ed il 2030, passando da 12029,3 Mtep fino a 17013,9 Mtep, con una crescita complessiva del 41,4%. Nel 2030 i combustibili fossili contano per l'80,5% del mix energetico primario mondiale, una percentuale leggermente inferiore al livello dell'anno 2007 (81,4% del totale). Nonostante la domanda di petrolio aumenti nel periodo considerato, passando da 4089,9 Mtep del 2006 a 5121,2 Mtep del 2030, la quota relativa sul totale dell'offerta mondiale di energia primaria subisce una flessione passando dal 34 al 30,1%. La domanda mondiale di carbone aumenta in media del 2,2% annuo, e la sua percentuale sulla domanda totale di energia sale dal 26,5% nel 2007 fino al 28,8% nel 2030. La domanda mondiale di gas naturale cresce dell'1,8% annuo per una crescita complessiva del 45,8%, e la sua percentuale sulla domanda totale di energia aumenta in maniera marginale, salendo dal 20,9% al 21,6%. Per contro, la percentuale dell'energia nucleare sul totale della domanda di energia primaria diminuisce durante il periodo preso in considerazione, passando dal 5,9% del 2006 al 5,3% nel 2030, anche se la quantità di energia prodotta da tale fonte cresce in valore assoluto passando dai 709,1 Mtep del 2006 ai 901,7 Mtep del 2030<sup>32</sup>. Va rilevato che le fonti rinnovabili fanno segnare la

<sup>30</sup> L'offerta mondiale di energia primaria per fonte è da intendersi equivalente alla domanda mondiale (e quindi anche al consumo mondiale) di energia primaria. Questo perché tale valore rappresenta l'ammontare di energia necessario per soddisfare i consumi mondiali di energia primaria (cfr. par. 1.1).

<sup>31</sup> Si ricorda, come illustrato nel par. 1.2, che per fonte di energia primaria si intende una fonte di energia direttamente presente in natura e che quindi non deriva dalla trasformazione di nessuna altra forma di energia.

<sup>32</sup> Si ricorda che tale proiezione non considera il crescente interesse verso questa fonte di energia e le politiche di sostegno che alcuni Paesi (come ad esempio l'Italia) hanno attivato dopo la metà del 2008.

crescita più consistente nel periodo preso in considerazione, con una crescita pari al 54,2% per la fonte idroelettrico e pari al 59,4% delle altre rinnovabili. La loro quota relativa sul totale dell'offerta mondiale di energia primaria cresce dal 12,7% del 2006 al 14,2% della proiezione al 2030.

**Tab. 2.1 – Offerta mondiale di energia primaria per fonte, previsione al 2030**

Fonte di energia	2007		2030		Var. % 2030/2007
	Mtep	%	Mtep	%	%
Petrolio <sup>(1)</sup>	4089,9	34,0	5121,2	30,1	25,2
Carbone	3186,3	26,5	4900,0	28,8	53,8
Gas	2519,9	20,9	3675,0	21,6	45,8
Nucleare	709,1	5,9	901,7	5,3	27,2
Idroelettrico	264,8	2,2	408,3	2,4	54,2
Altro <sup>(2)</sup>	1259,3	10,5	2007,7	11,8	59,4
<i>Totale Mondo</i>	<i>12029,</i>	<i>100,</i>	<i>17013,</i>	<i>100,</i>	<i>41,4</i>

<sup>(1)</sup> Pari alla differenza tra petrolio grezzo e prodotti petroliferi

<sup>(2)</sup> Comprende biomasse solide, biomasse liquide, biogas, rifiuti industriali e rifiuti civili, energia geotermica, solare, eolica, termica, ecc.

Fonte: *Key World Energy Statistics, International Energy Agency (2009)*

L'analisi della previsione sulla suddivisione per regione dell'offerta mondiale di materie prime energetiche nell'anno 2030, mostra nella crescita della produzione in Asia e Medio Oriente il dato più eclatante (tab. 2.2). Nel periodo 2007-2030 la crescita complessiva prevista per la produzione di questa regione è pari all'83,3% passando da una quota relativa pari al 32,4% dell'offerta ad una quota del 42,1%. La crescita più limitata dei Paesi OECD (più 18,8% nel periodo 2007-2030) fa sì che la regione asiatica e medio-orientale diventi la principale area produttrice di energia primaria a livello mondiale scalzando proprio l'area relativa ai Paesi OECD dalla vetta della graduatoria. Quanto alle singole fonti di energia, si prevede che la maggior parte dell'aumento della produzione mondiale di petrolio provenga dai paesi OPEC e che la loro percentuale complessiva passi dal 44% nel 2007 al 51% nel 2030 (*Key World Energy Statistics, 2008*)<sup>33</sup>. Anche la produzione di gas naturale si concentrerà sempre più nelle regioni del mondo maggiormente ricche di risorse. L'IEA prevede, infatti, che circa il 46%

<sup>33</sup> Secondo l'IEA le riserve di questi paesi sono sufficienti (ed i costi per il loro sviluppo sufficientemente bassi) perché la produzione cresca ad un tasso ancora superiore. Tuttavia, l'IEA prevede che in questi paesi gli investimenti possano essere limitati da numerosi elementi, quali politiche conservative relative ai tassi di esaurimento e fattori di natura geopolitica.

dell'aumento della produzione mondiale di gas naturale previsto tra il 2007 ed il 2030 provenga dai paesi del Medio Oriente.

**Tab. 2.2 – Offerta mondiale di energia primaria per regione, previsione al 2030**

Regione di produzione	2007		2030		Var. %
	Mtep	%	Mtep	%	2030/2007
Paesi OECD	5497,4	45,7	6533,4	38,4	18,8
Asia e Medio Oriente	3897,5	32,4	7162,9	42,1	83,8
Area ex Unione Sovietica	1022,5	8,5	1378,1	8,1	34,8
Africa	625,5	5,2	901,7	5,3	44,2
America Latina	553,3	4,6	833,7	4,9	50,7
Resto del Mondo	433,1	3,6	204,2	1,2	-52,9
<b>Totale Mondo</b>	<b>12029,3</b>	<b>100,0</b>	<b>17014,0</b>	<b>100,0</b>	<b>41,4</b>

Fonte: Key World Energy Statistics, International Energy Agency (2009)

Lo scenario di riferimento elaborato dall'IEA, oltre a determinare l'entità degli investimenti necessari per adeguare la produzione mondiale all'aumento della domanda di energia primaria<sup>34</sup>, rappresenta il parametro di riferimento attraverso il quale misurare il cambiamento verso un nuovo paradigma energetico (Helm, 2007). E' convinzione diffusa che il sistema energetico mondiale sia arrivato ad un crocevia. Si trova oggi ad affrontare due grandi sfide: da un lato deve assicurare un'offerta di energia affidabile e a prezzi accessibili, dall'altro si trova "costretto" ad effettuare una rapida trasformazione verso approvvigionamenti energetici a basso contenuto di carbonio, efficienti e rispettosi dell'ambiente (IEA, 2008).

La questione ambientale legata al *global warming* viene a configurarsi, pertanto, quale vincolo all'evoluzione del mercato energetico mondiale. In tal senso, come sarà approfondito nel capitolo 3, l'entità della riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti, determina obiettivi specifici in termini di miglioramenti dell'efficienza

<sup>34</sup> Le proiezioni dello scenario di riferimento richiedono un investimento cumulativo di oltre 26 mila miliardi di dollari (in \$US del 2007) per il periodo 2007-2030. Il settore elettrico assorbe 13,6 miliardi di dollari, pari al 52% del totale. La maggior parte dei restanti investimenti è richiesta per il petrolio ed il gas, soprattutto per l'esplorazione e lo sviluppo, e principalmente nei paesi non OECD. Va rilevato che poco più della metà degli investimenti energetici mondiali previsti per il periodo 2007-2030 serve unicamente per mantenere l'attuale capacità, in quanto la maggior parte delle attuali infrastrutture mondiali per gli approvvigionamenti di petrolio, gas, carbone ed energia elettrica dovrà essere sostituita entro il 2030. Queste proiezioni si basano su una stima del prezzo medio dell'import del greggio nei Paesi dell'OECD di 100 dollari al barile (in US\$ del 2007) per il periodo 2008-2015, cifra che cresce poi ulteriormente fino a superare i 120 dollari al barile nel 2030.

energetica, rapidità del passaggio alle energie rinnovabili, utilizzo di tecnologie a basso contenuto di carbonio.

In tale contesto, prima di affrontare il tema “politico” legato al *global warming* ed entrare nel merito degli obiettivi da perseguire, appare utile presentare alcuni dati e statistiche riguardo l’attuale livello di emissione di gas serra e di CO<sub>2</sub><sup>35</sup>.

L’evoluzione delle emissioni di gas serra e di CO<sub>2</sub> nell’UE-27 e in Italia nel periodo 1990-2006 sono riportati nella tabella 2.3<sup>36</sup>. Mentre nell’UE-27 sia le emissioni totali di gas serra, sia quelle di anidride carbonica sono diminuite nel periodo considerato rispettivamente del 5,2% e dello 0,2%, in Italia le emissioni di questi gas inquinanti sono aumentate sensibilmente. Le emissioni di gas serra sono passate, infatti, da 525,5 MteCO<sub>2</sub> del 1990 a 583,8 MteCO<sub>2</sub> del 2006 facendo registrare una crescita complessiva dell’11,1%. Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono passate, invece, da 443,3 Mt a 503,8 Mt segnando un aumento totale del 13,6%.

**Tab. 2.3 – L’evoluzione delle emissioni di gas serra e CO<sub>2</sub>, 1990-2006**

Inquinanti		Anno					Var. % 2006/1990
		1990	1995	2000	2005	2006	
Gas serra	UE-27	5748,3	5407,0	5309,8	5446,2	5447,8	-5,2
MteCO <sub>2</sub>	Italia	525,5	540,2	564,0	592,8	583,8	11,1
CO <sub>2</sub>	UE-27	4566,1	4332,0	4341,5	4543,4	4558,7	-0,2
Mt	Italia	443,3	455,5	475,9	506,6	503,8	13,6

Sono incluse le emissioni relative ai bunker internazionali mentre sono escluse quelle derivanti dall’uso del suolo, dai cambiamenti nell’uso del suolo e nelle foreste.

Fonte: Eurostat (2008)

La dinamica delle emissioni di gas serra e di anidride carbonica evidenziata in valore assoluto nell’UE-27 e in Italia si ritrova anche considerando il grafico relativo all’evoluzione delle emissioni pro-capite (fig. 2.1). Due sono le considerazioni che emergono dai dati. In primo luogo, mentre nell’UE-27 sia le emissioni pro-capite di gas serra, sia di anidride carbonica sono diminuite sensibilmente nel periodo 1990-2000, in Italia negli stessi anni si è registrato un forte aumento delle quantità di emissioni pro-capite. In secondo luogo, nel periodo 2000-2005, mentre le emissioni pro-capite di gas serra sia nell’UE-27 che in Italia sono rimaste pressoché stabili, si è registrato un

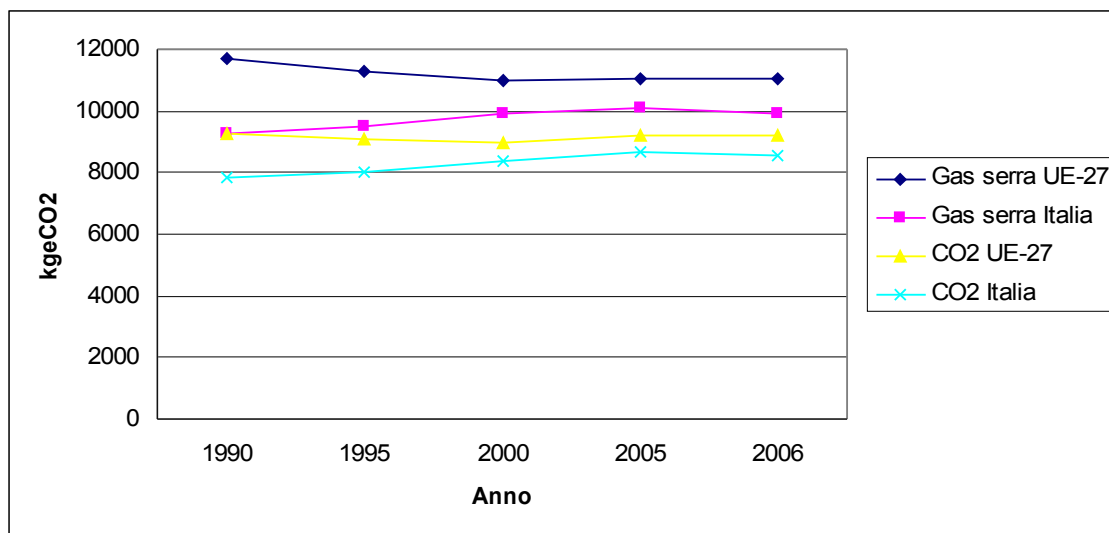
<sup>35</sup> I gas ad effetto serra sono sei: l’anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il metano (CH<sub>4</sub>), il diossido di azoto (N<sub>2</sub>O), l’esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>), gli idrofluorocarburi (HFC), i perfluorocarburi (PFC).

<sup>36</sup> Tra i gas ad effetto serra l’anidride carbonica copre una quota consistente sul totale delle emissioni di questi gas. Per tale ragione si riporta nelle tabelle il dato specifico.



significativo aumento nelle emissioni di anidride carbonica in entrambi gli ambiti geografici di riferimento.

**Fig. 2.1 – L'evoluzione delle emissioni pro-capite di gas serra e CO<sub>2</sub>, 1990-2006**



Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

**Tab. 2.4 – Le emissioni di gas serra e CO<sub>2</sub> per settore, 2006**

Inquinanti		Settore							Totale
		Industrie energetiche	Industria	Trasporti <sup>(1)</sup>	Residenz. & Comm.	Agricoltura	Rifiuti	Altro	
Gas serra MteCO <sub>2</sub>	UE-27	1591,2	1082,4	1297,2	669,4	553,6	147,9	106,1	5447,8
	%	29,2	19,9	23,8	12,3	10,2	2,7	1,9	100,0
	Italia	159,8	120,6	149,0	79,3	45,8	18,7	10,6	583,8
	%	27,4	20,7	25,5	13,6	7,8	3,2	1,8	100,0
CO <sub>2</sub> Mt	UE-27	1577,4	944,7	1269,9	653,9	77,4	4,1	31,3	4558,7
	%	34,6	20,7	27,9	14,3	1,7	0,1	0,7	100,0
	Italia	159,1	109,6	144,2	77,9	8,2	0,2	4,6	503,8
	%	31,6	21,8	28,6	15,5	1,6	0,0	0,9	100,0

<sup>(1)</sup> Include le emissioni relative ai bunker internazionali.

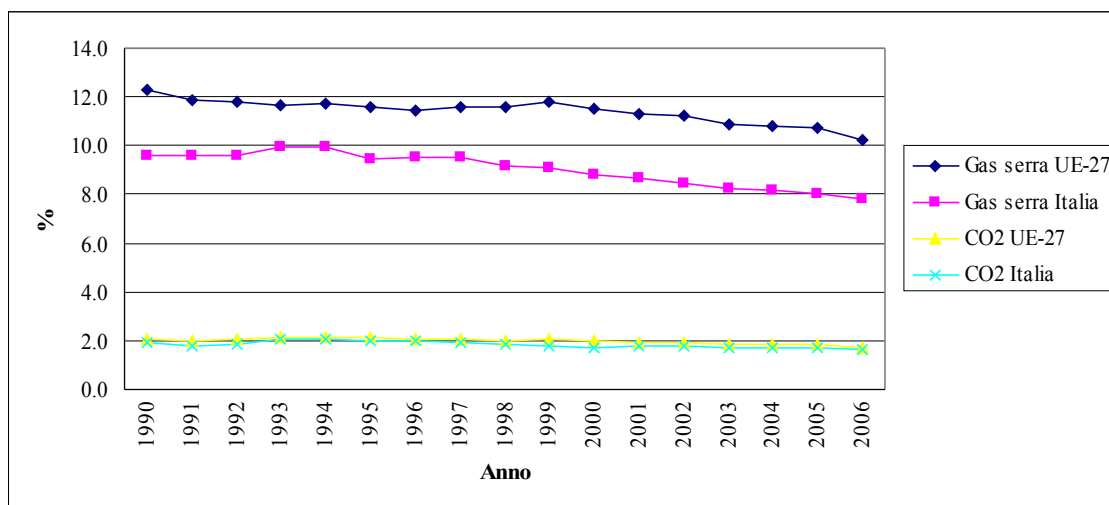
Sono escluse le emissioni derivanti dall'uso del suolo, dai cambiamenti nell'uso del suolo e nelle foreste.

Fonte: Eurostat (2008)

La distribuzione delle emissioni di gas serra e di anidride carbonica per settore nell'UE-27 e in Italia calcolate nell'anno 2006 viene illustrata nella tabella 2.4. Ciò che emerge dall'analisi dei dati è che più della metà delle emissioni di gas serra e oltre il 60% delle emissioni totali di anidride carbonica derivano dall'industria di produzione energetica e

dal settore dei trasporti, sia nell'UE-27 che in Italia. Se a tali settori si aggiunge anche quello delle altre industrie, le quote complessive salgono di circa 20 punti percentuali. Va rilevato che al settore dell'agricoltura sono attribuite emissioni di gas serra pari al 10,2% delle emissioni totali nell'UE-27 e pari al 7,8% delle emissioni totali in Italia. All'interno di queste quote l'1,7% nell'UE-27 e l'1,6% in Italia sono da attribuirsi ad emissioni di anidride carbonica<sup>37</sup>. La figura 2.2 illustra, a tal riguardo, l'evoluzione delle emissioni di gas serra e di CO<sub>2</sub> nell'UE-27 e in Italia riferite al settore agricolo nel periodo 1990-2006. Come si può vedere dal grafico, entrambe le statistiche mostrano lo stesso andamento sia nell'UE-27, sia in Italia. La riduzione dei gas serra derivanti dalle attività del settore agricolo nel periodo complessivamente considerato è stata pari a circa 2 punti percentuali, mentre le emissioni di CO<sub>2</sub> sono calate di circa mezzo punto percentuale.

**Fig. 2.2 – L'evoluzione delle emissioni di gas serra e di CO<sub>2</sub> del settore agricolo in % sul totale nell'UE-27 e in Italia, 1990-2006**



Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

Se allarghiamo il campo di indagine sulle emissioni passando dal livello europeo a quello globale, possiamo vedere come gli USA siano la regione del mondo che determina la quota maggiore di emissioni di anidride carbonica con una percentuale pari al 20,3% del totale nell'anno 2006 (tab. 2.5). La Cina (20,2% del totale) e l'UE-27

<sup>37</sup> Si rileva che, sebbene l'anidride carbonica rappresenti oltre l'80% dei gas serra emessi a livello mondiale, gli altri gas ad effetto serra si caratterizzano per un potenziale inquinante molto più elevato rispetto all'anidride carbonica (il metano, ad esempio, è 20 volte più inquinante dell'anidride carbonica).

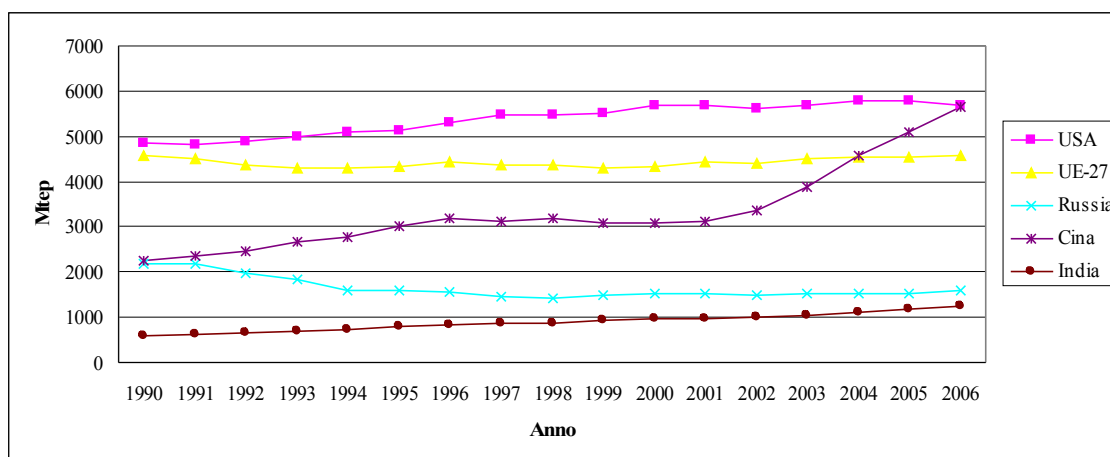
(16,3% del totale) sono le altre due regioni nelle quali si concentrano quote importanti delle circa 28.000 Mtep di emissioni di CO<sub>2</sub> fatte registrare nel 2006.

**Tab. 2.5 – La quota di emissioni di CO<sub>2</sub> per Paesi in % sul totale, 2006**

Paese	%
USA	20,3
Cina	20,2
UE-27	16,3
Russia	5,7
India	4,5
Giappone	4,3
Canada	1,9
Corea del Sud	1,7
Messico	1,5
Brasile	1,2
Altri	22,4
Mondo	100,0

Fonte: European Environment Agency (2009)

**Fig. 2.3 – L'evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei principali Paesi in Mtep, 1990-2006**



Fonte: Elaborazioni su Eurostat (2008)

L'analisi della dinamica 1990-2006 delle emissioni di CO<sub>2</sub>, espresse in Mtep, nei principali Paesi mondiali, lascia presagire che ben presto la Cina diventerà la regione in cui sarà concentrata la più elevata quantità di emissioni di anidride carbonica (fig. 2.3). Ciò sembra essere evidente alla luce della rapida crescita fatta registrare dalla Cina a partire dal 2001 a cui si contrappone il trend di stabilizzazione della quota di emissioni fatto segnare dagli USA (oltre che dall'UE-27 e dalla Russia). Anche per l'India si

registra un trend di espansione di lungo periodo, anche se fino ad oggi il tasso di crescita si è mostrato significativamente inferiore rispetto a quello cinese.

### **2.3 Le cause e gli effetti in chiave di sviluppo sostenibile**

Dai diversi studi proposti si può tuttavia trarre la seguente comune conclusione: l'aumento di emissioni di gas serra e di particelle atmosferiche prodotto dall'uomo, congiuntamente ai fattori naturali, ha determinato e tuttora determina un cambiamento climatico.

Nessuno dei modelli attualmente elaborati riesce ad individuare in modo conclusivo la causa determinante del fenomeno in esame, del riscaldamento globale.

La consapevolezza del legame tra cambiamenti climatici ed attività antropica, consistente nelle crescenti emissioni di gas serra, legate da un lato all'utilizzo di combustibili fossili e dall'altro alla riduzione dei principali serbatoi di carbonio del pianeta, ha determinato l'avvio di un'azione internazionale finalizzata ad affrontare in maniera coordinata il problema dei cambiamenti climatici.

L'IPCC definisce il cambiamento climatico, in apertura dell'Assessment Report 2007, come *“a change in the state of the climate that can be identified (e.g. using statistical tests) by changes in the mean and/or the variability of its properties, and that persists for an extended period, typically decades or longer. It refers to any change in climate over time, whether due to natural variability or as a result of human activity”*.

L'aumento della temperatura diviene quindi la prima principale evidenza del cambiamento climatico in atto che proprio per tale ragione è definito “riscaldamento globale”<sup>38</sup>. Tutti gli altri cambiamenti osservati, quali lo scioglimento dei ghiacci, la siccità, l'aumento delle precipitazioni e l'innalzamento del livello dei mari, sono, a loro volta, l'effetto dell'innalzamento delle temperature. Il riscaldamento globale risulta essere, pertanto, il più importante indizio di come sta cambiando il clima del pianeta.

---

<sup>38</sup> La comunità scientifica è concorde nel fissare nell'anno 1850 il momento iniziale del più preciso calcolo della temperatura globale. Nonostante la qualità dei dati registrati in tale periodo non sia certamente equiparabile a quella ottenuta con le strumentazioni attuali, i ricercatori hanno convenuto che da quel momento storico i dati raccolti siano sufficientemente affidabili per potersi considerare “estremamente precisi”. Le temperature relative agli anni precedenti l'invenzione dei primi termometri sono state ricostruite, seppur in grado di approssimazione in parte inevitabile, con lo studio dei ghiacci, dei sedimenti dei fondali marini, di fossili e di analisi geologiche.

Non è certo l'aumento globale della temperatura di 0,74°C il motivo per cui tutti noi abbiamo la sensazione che qualcosa stia veramente cambiando nel clima del pianeta. La vera fonte di preoccupazione dell'opinione pubblica sono le recenti e più estreme manifestazioni atmosferiche verificatesi: ondate di calore, inverni estremamente miti, uragani di straordinaria intensità<sup>39</sup>.

Tra le cause del cambiamento climatico, le tre principali che sono state individuate dagli studiosi sono: i gas serra e "l'effetto serra", i meccanismi di feedback e l'aerosol atmosferico.

*"Earth's natural greenhouse effect makes life as we know it possible. However, human activities, primarily the burning of fossil fuels and clearing of forests, have greatly intensified the natural greenhouse effect, causing the global warming"*(IPCC, 2007 4<sup>th</sup> Assessment Report, Working group 1).

Il fenomeno detto "effetto serra" consiste nella capacità della Terra di conservare parte dell'energia che la raggiunge. I raggi solari entrano nell'atmosfera e scaldano direttamente acqua, terra e aria, mentre l'atmosfera, come il soffitto di vetro di un'enorme serra, evita la dispersione del calore.

La particolare composizione dell'atmosfera terrestre, il vapore acqueo, le nuvole e le particelle in essa contenute regolano la quantità di energia solare che è definitivamente trattenuta dalla crosta del pianeta, quella immediatamente riflessa nell'atmosfera e quella rilasciata gradatamente dalla Terra. Più precisamente, circa un terzo delle radiazioni solari che raggiungono la crosta terrestre sono, in parte, assorbite da montagne, suolo, acqua e vegetazione, ed, in parte, immediatamente riflesse verso l'atmosfera dalle "superfici chiare" della Terra, ossia quelle coperte da ghiaccio, neve e sabbia desertica. Per evitare l'eccessivo innalzamento della temperatura, la crosta terrestre cede parte dell'energia assorbita in precedenza: affinché sia mantenuto l'equilibrio termico tra crosta terrestre ed atmosfera, la quantità di raggi che ha raggiunto la crosta terrestre deve essere interamente riflessa dalla stessa. Questa energia riflessa è solo parzialmente dispersa nello spazio. In gran parte essa è assorbita dall'atmosfera e rimandata alla superficie terrestre dalle nuvole e dai gas serra.

---

<sup>39</sup> Come si è già ricordato nel 2003 l'Europa fu attraversata dall'ondata di calore più importante dal 1780, anno in cui ebbe inizio la sistematica registrazione delle misurazioni delle temperature. In tutta Europa furono segnati record storici: ad esempio, nella cittadina di Gravesend nel Kent il termometro raggiunse i 38,1°C, la temperatura più alta mai registrata in Inghilterra.

Senza quest'effetto naturale la superficie terrestre non sarebbe vivibile: oggi la temperatura media del globo è di 14°C, ma senza l'effetto serra sarebbe di circa -18°C, come sulla Luna.

Appare dunque chiara la connessione tra effetto serra e cambiamento climatico: quando aumenta la quantità di gas serra nell'atmosfera, aumenta l'effetto serra, si alza la temperatura e questo conduce a cambiamenti climatici.

Il vapore acqueo è il gas serra più importante in assoluto, responsabile, insieme alle nuvole, dei due terzi dell'effetto serra. Lo seguono, in ordine di importanza, l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il metano, l'ozono, i gas creati dall'uomo (clorofluorocarburi) e l'azoto. E' dunque l'equilibrio tra questi gas che assicura la stabilità del nostro sistema climatico. Ed è stata la maggiore immissione di tali gas nell'atmosfera per effetto delle attività umane che ha sbilanciato l'automatica regolamentazione della temperatura.

Tra i gas serra citati, l'attenzione generale si concentra soprattutto sulla CO<sub>2</sub>, nonostante essa rappresenti solo lo 0,038% dei gas atmosferici e sia solo al 20% responsabile dell'effetto serra, in quanto proprio la crescente emissione di CO<sub>2</sub> da parte dell'uomo è considerata la principale responsabile dell'aumento dell'effetto serra.

Dal 1970 al 2004, l'emissione complessiva di CO<sub>2</sub> (derivante dall'utilizzo di combustibili fossili, in forte crescita, e dalla deforestazione) è aumentata dell'80% passando da 21 a 38 Gigatons (Gt), fino a rappresentare il 77% delle emissioni totali di gas serra nel 2004. Tali emissioni derivano primariamente dalla produzione di energia, dai trasporti, dal settore industriale, e dalla deforestazione. L'industrializzazione ha portato all'estrazione ed alla combustione di fossili bloccati nel sottosuolo per milioni di anni. Si ricorda che il carbonio prodotto dalla combustione diventa CO<sub>2</sub> quando entra in contatto con l'ossigeno nell'aria.

Contemporaneamente il disboscamento finalizzato all'urbanizzazione o allo sfruttamento del legname ha diminuito la quantità di CO<sub>2</sub> smaltita dalla natura. Si calcola che il 35% dell'aumento totale della concentrazione di CO<sub>2</sub> verificatosi dal 1850 sia dovuto al disboscamento. Oggi tale percentuale, come valore annuo, è scesa al 20%, ma varia notevolmente di anno in anno.

E' tuttavia un errore definire la CO<sub>2</sub> "inquinamento": tale gas, in linea di principio, non è né dannoso né pericoloso. Esso è anzi essenziale per ogni essere vivente alla luce del ruolo che gioca nel processo di fotosintesi delle piante e nella respirazione di persone ed

animali. Questa catena perfetta è minacciata e modificata dalle nostre emissioni: nonostante la maggior parte delle emissioni di CO<sub>2</sub> dovute all'industrializzazione sia "smaltita" dai mari, quando le temperature si alzano e le acque evaporano, la CO<sub>2</sub> in essi contenuta è nuovamente liberata nell'atmosfera. Una delle principali preoccupazioni, come sarà meglio spiegato in seguito, è che la temperatura dei mari si innalzi ad un livello tale da liberare quantità spaventose di CO<sub>2</sub>, accelerando l'aumento di temperature e portando i cambiamenti climatici completamente fuori controllo.

Il sistema climatico è incredibilmente complesso. Una delle variabili maggiormente discusse è il cosiddetto effetto di feedback (*feedback mechanisms*) ed i suoi potenziali effetti sulle variazioni termiche.

L'aumento dell'effetto serra porta all'innalzamento delle temperature e questo crea una serie di effetti a catena sull'atmosfera, sui mari e sulla superficie terrestre, alcuni dei quali a loro volta influenzano la temperatura. In questo consistono i diversi meccanismi di feedback.

In alcuni casi l'effetto di feedback può portare ad un aumento dell'effetto serra di gran lunga superiore a quello direttamente causato dall'aumento di CO<sub>2</sub>, mentre in altri casi l'effetto di feedback può abbassare la temperatura, compensando le conseguenze dell'effetto serra.

Esaminiamo dunque alcuni di questi meccanismi di feedback. In primo luogo, quando la temperatura dei mari aumenta, la quantità d'acqua evaporata aumenta. Quando anche la temperatura dell'atmosfera aumenta, essa trattiene una maggiore quantità di vapore acqueo. Una maggiore quantità di vapore acqueo porta all'aumento dell'effetto serra, che proporzionalmente porta all'aumento della temperatura e dunque ad una maggiore evaporazione dei mari.

Un analogo effetto di amplificazione si ha quando neve e ghiaccio si sciolgono: il ghiaccio ha una superficie liscia e chiara che riflette efficacemente i raggi solari, ma l'aumento di temperatura ed il conseguente maggiore scioglimento di ghiaccio e neve portano alla sostituzione di tali superfici riflettenti con mare, terreni e monti di colore scuro, che in quanto tali assorbono una maggior quantità di energia e dunque calore, il quale a sua volta aumenta lo scioglimento di ghiacci e nevi.

L'impatto di questi meccanismi di feedback è ad oggi uno dei punti più controversi e temuti nel dibattito sul *climate change*: nel 2007, l'IPCC ha modificato alcune

espressioni contenute nei rapporti precedenti, sostituendo “*there is confidence*” con “*there is high confidence*”, o in alcuni casi addirittura “*there is very high confidence*” (*Assessment Report*, 2007).

Ad oggi si può affermare che, per effetto dei meccanismi di feedback, l'aumento d'emissioni dal 1750 abbia prodotto un aumento dell'effetto serra di 5 volte superiore rispetto alla naturale evoluzione del sistema.

Questo ci consente di affermare che, nonostante siano molteplici i fattori che influenzano il cambiamento climatico, l'influenza dell'uomo è di gran lunga la principale responsabile dei mutamenti climatici cui oggi assistiamo.

Il panel è giunto alla conclusione che tutti gli effetti prodotti dalle emissioni di gas serra di origine umana (*antropogenic warming*) degli ultimi 100 anni abbiano aumentato la quantità di energia solare trattenuta dal pianeta di 1,6 watt/m<sup>2</sup> e che qualora tutti i ghiacci e le nevi terrestri si sciogliessero, l'aumento sarebbe di 3 o 4 watt.

Oltre ai gas serra ed alle nuvole, un ulteriore elemento compone il quadro del sistema climatico: l'atmosfera contiene una enorme quantità di particelle, dette aerosol, di misura variabile tra 10 nanometri e 100 micrometri, vale a dire un decimo di millimetro pari a circa il diametro di un capello.

Gli aerosol incidono in maniera variabile sul clima, alcuni riflettendo i raggi del sole, altri trattenendo il calore. Molti aerosol sono naturali, derivanti, ad esempio, dai sali minerali che il vento solleva dai mari, o dalla sabbia dei deserti, o causati dalle eruzioni vulcaniche. Solitamente tali particelle hanno vita breve, restano sospese per pochi giorni per poi cadere al suolo, ma a volte esse si legano al vapore acqueo e restano sospese più a lungo.

In aggiunta a queste particelle naturali ve ne sono altrettante immesse dall'uomo: le principali tra queste sono le particelle di zolfo, prodotte dall'industria, dalle centrali elettriche e dalle emissioni dei motori e quelle di cenere, derivanti dalle stesse fonti e dalla combustione di legname. Le particelle di zolfo, di colore chiaro, riflettono la luce solare e pertanto tendono ad abbassare la temperatura. Si è rilevato che lo straordinario inquinamento da zolfo della metà del secolo scorso ha favorito il contenimento del riscaldamento globale registrato fino ad oggi, e che uno dei motivi dell'innalzamento delle temperature in Europa negli ultimi anni sia proprio la riduzione dell'inquinamento



locale da zolfo. Le particelle scure di cenere hanno invece l'effetto opposto: assorbono il calore e pertanto tendono a favorire l'innalzamento della temperatura.

Il rapporto IPCC 2007 ha evidenziato come gli effetti delle particelle di cenere sull'effetto serra siano stati sottovalutati in modo significativo e che la concentrazione di particelle di cenere nella zona artica abbia contribuito in maniera significativa all'aumento della temperatura in questa regione.

E' molto difficile quantificare l'impatto dell'aerosol sul cambiamento climatico. Emerge tuttavia dal rapporto IPCC 2007 che l'effetto totale di abbassamento della temperatura dovuto agli aerosol e alle nubi è comunque inferiore all'aumento di temperatura provocato dalla CO<sub>2</sub> (0,7 watt per m<sup>2</sup> contro 1,66 watt per m<sup>2</sup>).

Stabilito sulla base dei dati che nel nostro pianeta è in atto un "cambiamento climatico" (*"Warming of the climate system is unequivocal, as is now evident from observations of increases in global average air and ocean temperatures, widespread melting of snow and ice, and rising global average sea level"*, IPCC 2007), si tratta ora di stabilire quali effetti naturali e meteorologici ha e potrà avere l'aumento della temperatura generato dall'attività umana. In sostanza si tratta di capire quali dei particolari fenomeni oggi osservati (lo scioglimento dei ghiacci, la crescente siccità, l'aumento delle precipitazioni, l'innalzamento del livello dei mari, ecc.) sono conseguenza del riscaldamento globale in atto<sup>40</sup>.

Sulla base del combinato studio di eventi meteorologici estremi, modelli climatici e calcoli statistici, i climatologi hanno comunque cercato di stabilire in che misura l'aumento antropogenico dell'effetto serra accresce la probabilità e la frequenza di eventi climatici estremi. Di seguito si analizzano gli effetti delle maggiori temperature globali su alcuni aspetti o fenomeni meteorologici quali tempeste, uragani e cicloni, le precipitazioni e la siccità e naturali quali l'innalzamento di mari e oceani, lo scioglimento di nevi e ghiacci che sono significativamente rilevanti dal punto di vista climatico.

---

<sup>40</sup> Dalla pubblicazione del primo report IPCC del 1990, diversi eventi meteorologici straordinari, soprattutto alcuni cicloni tropicali dotati di particolare intensità e forza distruttiva, hanno catalizzato l'attenzione dei principali mezzi di comunicazione nell'ambito del sempre più acceso dibattito sulle possibili conseguenze negative del cambiamento climatico in atto. Va precisato, tuttavia, che non è corretto, poiché non scientificamente dimostrabile, affermare che determinati eventi climatici abbiano avuto particolare intensità per effetto del riscaldamento globale. Anzi, eventi climatici estremi rientrano perfettamente nella norma, a prescindere dal mutamento climatico in atto.

In merito alla prima categoria di fenomeni meteorologici, vale a dire tempeste, uragani e cicloni, ciò che è importante rilevare in questa sede è il ruolo che i cicloni svolgono nel trasportare calore dalle zone equatoriali alle più alte latitudini<sup>41</sup>.

Ad oggi, non esistono prove inconfutabili di un aumento in numero ed intensità dei cicloni tropicali negli ultimi anni come conseguenza del *global warming*, soprattutto perché l'intensità del fenomeno "El Nino", che si presenta ad intervalli irregolari nell'Oceano Pacifico, ha una forte influenza sulla formazione degli uragani<sup>42</sup>. Nonostante numerose ricerche svolte in materia, non esiste alcuna prova certa che il fenomeno El Nino sia legato al riscaldamento globale e un forte grado di incertezza permane anche circa la relazione tra El Nino e la formazione di uragani. Come evidenziato dal report IPCC 2007 "*Evidence for changes in tropical storms*", l'osservazione empirica dei fenomeni consente di affermare che dagli anni '70 in poi, la frequenza di uragani nell'Oceano Atlantico è aumentata, in concomitanza con la presenza di El Nino nell'Oceano Pacifico. Prima di tale periodo, non si hanno osservazioni certe perché non esistevano registrazioni satellitari sistematiche.

Quanto alla relazione tra *global warming* e aumento degli uragani nella comunità scientifica esistono opinioni contrastanti. L'opinione prevalente sostiene che in futuro l'intensità dei cicloni aumenterà a crescere in misura direttamente proporzionale all'aumento della temperatura globale. Lo studio dell'IPCC evidenzia che "dalla metà degli anni '70 la frequenza dei cicloni tropicali è lievemente diminuita nella maggior parte delle zone oceaniche, ad eccezione della zona del nord Atlantico". Nelle stesse zone tuttavia "sono contemporaneamente significativamente aumentate sia la durata, sia l'intensità degli stessi". Sempre secondo il rapporto IPCC dal 1970 il numero di uragani di categoria 4 e 5, le categorie più alte, è aumentato del 75%.

In conclusione, le fonti più autorevoli in materia esprimono solo caute considerazioni generali sulla relazione tra cambiamento climatico e fenomeni in esame. Al di là di

---

<sup>41</sup> I cicloni tropicali nascono sulle zone marine equatoriali durante la stagione estiva, quando la temperatura della superficie marina supera i 26,5°C e pertanto l'evaporazione delle acque superficiali aumenta notevolmente, accumulando forti quantità d'energia nell'atmosfera. Un ciclone tropicale viene definito "uragano" quando i venti ad esso legati superano i 117 km/h. Il fenomeno è invece detto semplicemente "tempesta tropicale", se il vento è più debole, con una media compresa tra i 61 ed i 117 km/h. I cicloni possono essere classificati in categorie da 1 a 5 a seconda della velocità dei loro venti. L'uragano più potente mai registrato fu Katrina (categoria 5) che raggiunse, nel momento di massima velocità, oltre 200 km/h.

<sup>42</sup> "El nino", infatti, aumenta in misura rilevante la temperatura della superficie marina, uno dei principali fattori che portano alla formazione dei cicloni

quanto è stato empiricamente osservato, ciò si deve probabilmente alla generale incertezza della comunità scientifica sulle correlazioni tra global warming, el nino e andamento della formazione e della frequenza di uragani. Si può affermare, tuttavia, che l'aumento delle temperature marine sia uno dei principali fattori che favoriscono la formazione di cicloni tropicali.

Sulla base dello studio di una serie di modelli, l'IPCC conclude altresì che sia probabile (percentuale di certezza superiore al 66%) che i futuri cicloni tropicali saranno di maggiore intensità, con venti più forti e precipitazioni più abbondanti, in concomitanza con un continuo aumento della temperatura delle acque superficiali.

In relazione alla seconda categoria di fenomeni meteorologici, vale a dire le precipitazioni e la siccità, pare necessario sottolineare che esiste uno stretto legame tra precipitazioni e temperatura in quanto la capacità dell'aria di trattenere umidità aumenta al crescere della temperatura, e della quantità di umidità presente nell'atmosfera hanno origine i fenomeni meteorologici classificabili come "precipitazioni": pioggia, neve, grandine, ecc. Più precisamente, con il termine precipitazioni in meteorologia si intendono tutti i fenomeni di trasferimento di acqua allo stato liquido o solido dall'atmosfera al suolo.

Sensibili variazioni nella frequenza, intensità e tipologia di precipitazioni sono dunque da considerarsi nella norma, dato che la temperatura atmosferica può variare notevolmente al variare di differenti fattori, come, ad esempio, al manifestarsi di rilevanti fenomeni atmosferici quali "El Nino" nell'Oceano Pacifico.

Dal 1900 al 2005 le precipitazioni hanno iniziato a seguire un nuovo trend: esse sono aumentate in misura rilevante nel Nord Europa, nel Nord-est asiatico, nelle regioni orientali del continente nordamericano. Tale aumento di precipitazioni, riconducibile ad un aumento dell'evaporazione e quindi di temperatura, ha contribuito a contenere l'aumento delle temperature negli Stati Uniti d'America ed in Argentina.

Contemporaneamente, nel medesimo arco temporale, si è registrato un notevole aumento della siccità nella zona sahariana, nell'Africa meridionale, nelle regioni del Mediterraneo e nell'Asia meridionale. Va osservato inoltre che nelle regioni settentrionali del pianeta le precipitazioni si presentano sempre più sotto forma di pioggia e sempre meno sotto forma di neve rispetto a 100 anni fa.

L'aumento di temperatura comporta non solo una maggiore quantità di acqua che evapora, ma aumenta la quantità di vapore acqueo che l'atmosfera è in grado di trattenere (tale capacità aumenta del 7% per ogni grado centigrado).

L'IPCC giunge alla conclusione che, nonostante i dati circa i livelli di umidità atmosferica siano limitati, la concentrazione di vapore acqueo nell'atmosfera sia aumentata del 5%, compatibilmente con le previsioni dei modelli. Da tale aumento dei livelli di vapore acqueo nell'atmosfera deriva inevitabilmente un aumento nell'intensità e nella frequenza delle precipitazioni.

A seguito del progressivo innalzamento delle temperature, si ritiene, in particolare, che la maggiore evaporazione dei mari alle più basse latitudini, congiuntamente all'aumento della quantità di vapore acqueo trasportata dai venti e proveniente dalle regioni tropicali, porterà ad un aumento delle precipitazioni intorno alle zone polari, nord e sud. Per quanto concerne, invece, l'innalzamento di mari e oceani, si evidenzia il ruolo essenziale nella circolazione di caldo e freddo giocato dalle correnti marine. Operando una estrema semplificazione, il loro funzionamento può essere descritto nell'attività di trasporto di acqua calda dalla zona tropicale ai poli nord e sud ove cede calore riscaldando l'atmosfera e diventando più pesante e salata. Quest'acqua più pesante affonda ed è riportata verso i tropici dalle correnti sottomarine. Questo scambio avviene principalmente nel mare della Groenlandia, ad est del Canada e nel mare di Weddel, in Antartide.

Una corrente di pensiero nella climatologia sostiene che questo processo sia minacciato dal riscaldamento globale, anche in conseguenza del fatto che i fiumi trasportano una quantità sempre maggiore di acqua dolce derivante dallo scioglimento dei ghiacciai, il che riduce la salinità dell'acqua marina, impedendole, una volta che si sia raffreddata, di affondare come fa oggi.

Sulla base dei dati rilevati il rapporto IPCC 2007 prevede che la Corrente del Golfo, la corrente marina nord-atlantica che contribuisce in modo determinante al mantenimento di un clima temperato nel nord Europa, si indebolirà del 25% nel corso di questo secolo. Accanto al ruolo delle correnti marine, un ampio dibattito si incentra sulla questione dell'innalzamento del livello dei mari.

Nel corso del XX secolo si è registrato un innalzamento del livello dei mari di 17 cm, riconducibile a 2 cause principali:

- l'aumento della temperatura dei mari ha comportato un aumento del volume delle acque (espansione termica);
- lo scioglimento dei ghiacci e delle nevi ha aumentato la quantità delle acque marine.

La comunità scientifica, nonostante sia in possesso di dati che mostrano l'entità del fenomeno e le cause che lo hanno determinato, esprime tuttora forti perplessità circa la sua futura portata.

Nel report 2007 sono state riviste le stime sul futuro livello dei mari, prevedendo un innalzamento tra i 18 ed i 59 cm entro il 2099 e si è sottolineato il permanere di numerose incertezze, nell'ambito della comunità scientifica, circa il rapporto che intercorre tra livello dei mari, aumento delle temperature e scioglimento dei ghiacci.

L'IPCC sostiene tuttavia che l'innalzamento dei mari ha subito una nuova accelerazione dalla fine del XIX secolo. Dal 1961 ad oggi le misurazioni sono divenute così sufficientemente sistematiche e precise da consentire al panel di esprimersi con certezza: negli ultimi 40 anni il livello dei mari è aumentato di circa 1,8 mm l'anno.

Nel periodo dal 1990 ad oggi, che ha visto l'avvio della misurazione del livello dei mari da parte dei satelliti, con un margine d'errore di solo +/- 1 mm, la crescita media del livello dei mari è stata di 3,1 mm l'anno. Dalla media complessiva delle misurazioni registrate si ricava, come già affermato in precedenza, che nel corso dell'ultimo secolo i mari si sono innalzati di 17 cm.

Ora si tratta di indagare sulle cause dell'innalzamento dei mari e di cercare di stabilire in che percentuale ogni causa è responsabile del fenomeno. Tra il 1961 ed il 2003 la temperatura media delle acque marine mondiali, misurata tra 1 e 700 metri di profondità, è aumentata di 0,1 gradi. E' stato, quindi, stimato che nel periodo compreso tra il 1955 ed il 1995, l'aumento di livello dei mari riconducibile all'aumento della temperatura è stato di 0,4 mm l'anno, quindi solo il 25% dell'innalzamento annuo; per contro, tra il 1993 ed il 2003, l'aumento delle temperature ha determinato il 50% dell'innalzamento registrato.

A tale percentuale si aggiungono altri fattori di minore entità, comunque riconducibili all'attività umana: bonificazione di terreni paludosi, disboscamento, intubazione di acque del sottosuolo sono tutti fattori che hanno contribuito ad aumentare la quantità di acqua negli oceani e quindi ad innalzare il livello dei mari.

Il cambiamento climatico, oggi, è in procinto di amplificare un meccanismo di feedback per il quale l'aumento della temperatura marina, "allentando" la struttura delle molecole di sali minerali e anidride carbonica, favorisce il rilascio nell'atmosfera della CO<sub>2</sub> immagazzinata negli anni. Al contempo, le variazioni termiche delle acque oceaniche "uccidono" parte della flora marina, diminuendo la quantità di CO<sub>2</sub> quotidianamente assorbita attraverso il processo di fotosintesi ed accentuando a loro volta l'effetto serra. Dalle analisi della letteratura scientifica la conclusione che si può trarre è che il livello dei mari è destinato ad innalzarsi, anche se diverse opinioni sussistono circa l'entità di tale trend.

Il Panel IPCC base le proprie previsioni su 6 differenti modelli prospettanti 6 diversi scenari futuri. Per quanto riguarda l'innalzamento del livello dei mari, i modelli prospettano un innalzamento compreso tra i 18 ed i 59 cm entro il 2099. Il modello che prevede l'innalzamento più contenuto si basa su un riscaldamento globale di 1,88°C, mentre il modello più pessimistico prevede un innalzamento della temperatura globale di 4°C. Il panel sostiene, considerando sia che l'aumento della temperatura delle acque porterà ad un graduale aumento del volume delle stesse, sia che la temperatura delle acque più profonde aumenta più lentamente rispetto a quella delle acque superficiali, che il processo di riscaldamento delle acque marine avrà un'evoluzione graduale ed a lungo termine, che durerà secoli indipendentemente dal futuro livello di emissioni di gas serra.

Passando ad analizzare gli effetti dell'aumento delle temperature sull'ultima categoria di fenomeni meteorologici qui discussa, si può affermare che un meccanismo di feedback legato allo scioglimento dei ghiacci riguarda sicuramente lo scioglimento del *permafrost*, lo strato più spesso di terreno ghiacciato il quale, salvo lo strato più superficiale dello stesso, si scioglie nei mesi estivi. Esso si trova in quelle aree del pianeta ove la temperatura media annua è intorno allo zero o inferiore (Alaska, Siberia, Canada).

La quantità di neve registrata nelle differenti regioni varia sensibilmente di anno in anno. Le misurazioni satellitari dell'emisfero boreale mostrano che, nel periodo 1966 ed il 2005, le superfici coperte da nevi si sono ridotte dell'1,3% per ogni decennio. La diminuzione più rilevante è compresa tra maggio ed agosto, il che mostra la graduale

anticipazione della stagione primaverile. Nei mesi di marzo ed aprile 2005, le superfici coperte da nevi erano almeno del 7.5% inferiori rispetto allo stesso periodo del 1966.

Si stima che nella zona delle Alpi il limite delle nevi si alzerà di 150 metri per ogni grado di temperatura in più, e che nell'arco del secolo in corso la quantità di acqua dolce derivante dallo scioglimento delle nevi, soprattutto in Europa e negli Stati Uniti, diminuirà del 60-80%.

Quanto agli sviluppi futuri, il rapporto IPCC 2007 definisce probabile che la superficie terrestre coperta da neve sia destinata a diminuire. Dall'analisi dei diversi modelli climatici presenti nel rapporto, emerge chiaramente che ai diversi aumenti di temperatura previsti nei modelli corrisponde un diverso equilibrio tra precipitazioni aventi forma di pioggia e di nevi.

Il modello più pessimista tra quelli elaborati dell'IPCC e contenuti nel report 2007 prevede il completo scioglimento della calotta artica tra 100 anni, mentre altre simulazioni prevedono lo stesso risultato tra 35-40 anni.

L'elemento controverso consiste nel fatto che ad un certo punto lo spessore del ghiaccio potrebbe essere ridotto al punto tale da sgretolarsi completamente, ma permane incertezza relativamente alla verifica e alla tempistica di questo fenomeno. Rilevamenti satellitari hanno mostrato che dal 1978 ad oggi, in media, la superficie di ghiaccio sui mari della zona artica si è ridotta tra l'8% ed il 9%.

Dal 2000, in realtà, lo scioglimento ha subito una brusca accelerazione, raggiungendo una media del 15-20% ogni anno. Lo spessore della calotta artica, nello stesso arco temporale, è diminuito del 15-20%, passando da uno spessore medio di 3 metri ad uno di 1,8 metri.

In conclusione, l'IPCC prevede che nel 2100 la superficie di ghiaccio su i mari artici diminuirà del 25%, mentre lo spessore della stessa diminuirà del 60% rispetto ad oggi.

Nel paragrafo in esame sono state analizzate le conseguenze del riscaldamento globale sul pianeta. Per ognuno degli eventi considerati si sono riportate le previsioni IPCC per i prossimi decenni. Tutti i fenomeni analizzati sono destinati a continuare e peggiorare, almeno per i prossimi 30 anni. Ciò rappresenta tuttavia la punta dell'iceberg del fenomeno del riscaldamento globale, la sua manifestazione fisica più facilmente percepibile ad occhio nudo e pertanto più discussa.

Ora si tratta di analizzare quali conseguenze lo sviluppo climatico futuro determinerà sulle singole regioni del pianeta. Le diverse aree geografiche del pianeta sono colpite in maniera disomogenea dai cambiamenti climatici in atto. In particolare, se è vero che i paesi industrializzati con le loro emissioni hanno avuto un ruolo importante nel fare crescere l'effetto-serra e quindi nel determinare l'attuale aumento della temperatura globale, è altresì vero che gli effetti negativi del cambiamento climatico in atto colpiranno prevalentemente i Paesi in Via di Sviluppo (PVS).

Le conclusioni dell'IPCC mostrano che è assai probabile che i paesi più poveri subiranno le maggiori conseguenze negative derivanti dal *global warming*, in quanto maggiormente esposti al rischio di siccità, allagamenti, malattie e carestie.

In queste regioni, infatti, gli effetti negativi del cambiamento climatico saranno amplificati da altri fattori, quali la crescita demografica, l'aumento delle emissioni, il disboscamento, lo sfruttamento delle acque.

Nei prossimi 10 anni è previsto che il cambiamento climatico riguarderà tutte le regioni europee, nonostante che in alcune di esse il cambiamento sarà temporaneamente registrato come positivo. In generale, le variazioni saranno tali da rafforzare le differenze climatiche regionali.

Il panel IPCC sostiene fermamente che la maggior parte delle specie animali e vegetali europee avrà forti problemi di adattamento ai nuovi orizzonti climatici, soprattutto in quanto la possibilità di migrare verso nuovi habitat sarà estremamente limitata. In alcune zone europee ben l'80% delle specie sarà estinta, o in minaccia di estinzione, entro il 2080. Una parte rilevante della fauna europea sarà minacciata seriamente entro la fine del secolo. Metà delle specie montane potrebbe scomparire.

In generale, le variazioni climatiche peggioreranno una situazione già sotto pressione per effetto dell'inurbamento e di attività umane aggressive verso l'ambiente. Il panel ritiene che sarà possibile contenere i danni naturali, ma solo aumentando le aree protette almeno del 40%.

Nelle zone montane di tutto il continente, i ghiacciai continueranno a sciogliersi. I piccoli ghiacciai spariranno del tutto, mentre quelli di maggiori dimensioni vedranno la loro superficie ridotta tra il 30 ed il 70% entro il 2050.

Prospettando un aumento della concentrazione di CO<sub>2</sub> del 100% entro il 2080, è prevedibile che le precipitazioni invernali, nel Regno Unito e nel nord Europa,



aumenteranno di cinque volte rispetto ad oggi. Al contempo, entro il 2070 la quantità di acqua nei fiumi aumenterà notevolmente in quelle stesse regioni, mentre diminuirà del 60% nel sud dell'Europa. Questo comporterà un aumento delle aree soggette al cosiddetto “*water related stress*”, ossia la carenza di acqua dolce, dall'attuale 19% al 35%. In tali zone, concentrate principalmente in Europa meridionale, la popolazione aumenterà dai 16 milioni attuali a 44 milioni.

Nel nord dell'Europa è prevedibile un aumento delle aree boschive, ed il limite delle nevi perenni aumenterà progressivamente. Nel sud dell'Europa, per converso, avverrà l'opposto, per effetto della siccità e del maggior pericolo di incendi.

Crescerà altresì il pericolo di inondazioni nelle zone costiere durante il periodo invernale, mentre durante la primavera aumenterà la frequenza e l'intensità degli straripamenti dei fiumi, generati dallo scioglimento delle nevi in Europa centrale ed orientale. Tali fenomeni hanno già gravemente danneggiato molte grandi città nell'ultimo decennio.

La generale diminuzione delle risorse di acqua dolce ridurrà la produzione media di energia idroelettrica europea del 6%; nel bacino del Mediterraneo tale percentuale salirà del 15-30%.

La stagione fertile nel nord dell'Europa, d'altro canto, si allungherà e la produzione agricola è pertanto destinata ad aumentare. Il panel ha stimato che tale crescita sarà compresa tra il 2 ed il 9% entro il 2020, e tra il 25 ed il 30% nei decenni successivi. Nei primi decenni tale fenomeno toccherà anche l'Europa meridionale, dove, se non supportato da efficienti impianti di irrigazione, il trend si invertirà entro il 2050.

Nei prossimi 10 anni il nord Europa trarrà conseguenze positive dal cambiamento climatico: aumento della produzione agricola, aumento del tasso di crescita delle zone boschive, diminuzione dei costi da riscaldamento domestico nei periodi invernali. Al contempo, per converso, si registrerà un aumento delle precipitazioni, delle alluvioni e delle minacce per l'ecosistema. La conclusione del panel, pertanto, è che a lungo termine anche l'Europa settentrionale subirà danni ambientali derivanti dal cambiamento climatico.

In Europa meridionale, il cambiamento climatico si manifesterà in un riscaldamento del clima e in un aumento della siccità, determinando un minore accesso all'acqua potabile, una diminuzione della produzione d'energia idroelettrica, un impatto negativo

sull'industria del turismo e sulla produzione di generi alimentari. La maggiore intensità e frequenza delle ondate di calore e la più elevata probabilità di sviluppo di incendi aumenteranno i rischi sanitari per la popolazione. Un aumento di temperatura compreso tra i 2,5 ed i 5,5 gradi ridurrà le precipitazioni, nel semestre più mite dell'anno, del 30-45% nella zona del Mediterraneo, e di una percentuale leggermente inferiore nell'Europa centrale ed in quella orientale.

Le previsioni riportate nel paragrafo in esame sono definite dall'IPCC scoperte chiave (*key findings*), cui vengono attribuite un alto livello di credibilità. Tale specificazione pare necessaria in quanto risulta difficile poter statuire con certezza eventi futuri, soprattutto a breve termine.

La valutazione dell'effetto serra e del riscaldamento globale è mutata nel corso degli anni con il procedere della conoscenza scientifica sui mutamenti climatici in genere e sugli effetti prodotti sul clima dall'evoluzione del progresso tecnologico applicato alle attività produttive. Nonostante permangano molti aspetti di incertezza circa la valutazione degli impatti potenziali causati dal *global warming*, gli studi compiuti dall'IPCC ed i report da esso redatti hanno avuto un peso determinante nel riconoscimento, da parte della comunità internazionale, dell'esistenza del "problema serra", e conseguentemente nella presa di posizione nella lotta al riscaldamento globale e nella riduzione di emissioni di gas serra.

#### **2.4 I vincoli imposti dal Protocollo di Kyoto**

La tappa iniziale che ha portato alla ratifica del Protocollo di Kyoto è stata la nascita, nel 1988, dell'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC). Il primo rapporto elaborato dai suoi esperti, presentato nel 1990 in occasione della seconda Conferenza Mondiale sul Clima, ha illustrato la situazione sullo stato delle conoscenze del sistema climatico, dei suoi cambiamenti, del loro impatto ambientale, sociale ed economico e delle possibili strategie di risposta. Il rapporto ha confermato il legame del fenomeno con le attività umane, identificando due cause principali responsabili dei cambiamenti: l'utilizzo dei combustibili fossili e la riduzione dei principali serbatoi di carbonio del pianeta, soprattutto le foreste. Nell'ambito della conferenza è stata evidenziata la necessità di elaborare una strategia globale per affrontare il cambiamento climatico e le

sue conseguenze, stilando i seguenti principi chiave su cui basare una possibile convenzione internazionale:

- la necessità di sensibilizzare tutti i paesi sul carattere globale del fenomeno;
- l'utilizzo di un criterio di equità nello stabilire azioni di risposta;
- l'esistenza di responsabilità comuni a tutti i paesi, ma differenziate in relazione al grado di sviluppo economico del paese stesso;
- il principio precauzionale, secondo il quale l'incertezza del fenomeno dal punto di vista scientifico non costituisce un alibi per non affrontare il problema.

Sempre nel 1990, l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite ha creato un comitato intergovernativo di negoziazione per la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC, *United Nations Framework Convention on Climate Change*), che nel corso di cinque incontri successivi ha elaborato il testo della convenzione, adottata il 9 maggio 1992 e presentata alla firma degli Stati membri nell'ambito della conferenza delle Nazioni Unite sull'Ambiente e lo Sviluppo (UNCED), tenutasi a Rio de Janeiro dal 4 giugno al 14 giugno 1992. La convenzione è entrata in vigore ufficialmente il 21 marzo 1994 con la sottoscrizione di 160 paesi.

L'obiettivo della Convenzione è quello di *“stabilizzare (...) le concentrazioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera ad un livello tale che escluda qualsiasi pericoloso interferenza delle attività umane sul sistema climatico. Tale livello deve essere raggiunto entro un periodo di tempo sufficiente per permettere agli ecosistemi di adattarsi naturalmente al cambiamento di clima e per garantire che la produzione alimentare non sia minacciata e lo sviluppo economico possa continuare ad uno sviluppo sostenibile”*. Essa individua due gruppi di paesi con obblighi differenziati:

- Paesi industrializzati membri nel 1992 dell'OECD (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) e paesi con economie in transizione (Federazione Russa, Stati Baltici e Paesi dell'Europa centro-orientale) che rientrano nell'Allegato 1 del Protocollo. Tali paesi devono adottare misure per *“riportare singolarmente o congiuntamente le emissioni antropogeniche di anidride carbonica ed altri gas serra ai livelli del 1990”*. Questi paesi inoltre devono destinare risorse finanziarie ai PVS (Paesi in Via di Sviluppo) per intraprendere delle azioni per la riduzione delle loro emissioni e per affrontare le conseguenze negative del cambiamento climatico; devono anche promuovere lo

sviluppo e il trasferimento di tecnologie pulite sia ai PVS che a quelli con economia in transizione;

- PSV non soggetti ad alcun obbligo di riduzione delle emissioni, suddivisi in gruppi sulla base di particolari elementi di vulnerabilità.

La necessità di realizzare un'istituzione internazionale preposta ad affrontare il problema del cambiamento climatico deriva dal fatto che tale fenomeno si pone come esempio tipico del dilemma del prigioniero. In altre parole: un singolo governo, avendo una quota di impatto minima sul fenomeno del riscaldamento globale, non percepisce l'opportunità di intervenire attraverso misure di politica economica. Un intervento unilaterale comporterebbe, nella percezione di ciascun paese, una perdita di efficienza competitiva per le industrie nazionali, a vantaggio di altri governi nazionali che, assumendo comportamenti di free rider, si appropriano del beneficio legato alla riduzione delle emissioni senza sostenerne il relativo costo.

Si dimostra così la necessità di un'istituzione *super partes* e l'introduzione di accordi multilaterali che garantiscano l'assenza di fenomeni di appropriazione indebita dei benefici ambientali, fornendo quindi l'incentivo per tutti i paesi a ridurre le emissioni.

Il Protocollo di Kyoto è stato firmato l'11 dicembre 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3), organo decisionale e di controllo dell'applicazione della Convenzione UNFCCC.

Il protocollo è però entrato ufficialmente in vigore solo il 16 febbraio 2005 dopo la ratifica della Russia nel settembre 2004, che ha determinato il livello minimo di emissioni richiesto. Infatti, per divenire operativo il protocollo necessitava della ratifica di almeno 55 paesi, responsabili di almeno il 55% delle emissioni al 1990 dei paesi soggetti ad obbligo di riduzione. Con la ratifica della Russia il livello totale di emissioni dei Paesi che hanno ratificato è salito al 60% del totale dei paesi soggetti ad obbligo di riduzione, rendendo operativi gli obblighi di Kyoto.

Il protocollo di Kyoto impegna i paesi industrializzati e quelli con economia in transizione a ridurre, nel periodo di adempimento 2008-2012, complessivamente del 5,2% i livelli di emissione dei principali gas con effetto serra prodotti da attività antropiche rispetto ai valori del 1990. I gas a effetto serra (GHG) considerati nel protocollo includono: anidride carbonica, metano, protossido di azoto, fluorocarburi

idrati, perfluorocarburi, esafloruro di zolfo. Per questi tre ultimi gas l'anno di riferimento è il 1995, anno di entrata in vigore del Protocollo di Montreal.

Tutti i gas ad effetto serra sono convertiti in unità equivalenti di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>e) attraverso dei fattori di conversione legati all'effetto serra relativo a ciascun gas. Gli obiettivi di Kyoto sono quindi riferiti al totale dei GHG convertiti in equivalenti di CO<sub>2</sub>.

La riduzione complessiva del 5,2% non è uguale per tutti i paesi e può essere raggiunta anche in modo congiunto da gruppi di paesi. Questa modalità, nota come “bolla”, è stata adottata dall'UE, dove la riduzione complessiva prevista dovrà essere pari all'8%, con una ripartizione differenziata per i 15 paesi membri. All'interno dell'UE, la ripartizione degli obiettivi fissati per ciascuno Stato membro è resa obbligatoria con la decisione europea 2002/358/CE che ha ufficializzato tali obiettivi con il cosiddetto *Burden Sharing Agreement* (tab. 2.6). I dieci nuovi paesi membri dell'UE a 25 dovranno invece mantenere gli obblighi previsti dal Protocollo senza subire modifiche in relazione al processo di allargamento.

**Tab. 2.6 – Obiettivi di riduzione dei gas serra per i Paesi dell'UE-25**

<b>Paesi</b>	<b>Obiettivo (CO<sub>2</sub>e)</b>
UE-15 <sup>(1)</sup>	-8,0%
Austria	-13,0%
Belgio	-7,0%
Danimarca	-21,0%
Finlandia	0,0%
Francia	0,0%
Germania	-21,0%
Grecia	-25,0%
Irlanda	-13,0%
Italia	-6,5%
Lussemburgo	-28,0%
Paesi Bassi	-6,0%
Portogallo	-27,0%
Regno Unito	-12,0%
Spagna	15,0%
Svezia	4,0%

<sup>(1)</sup> Per Bulgaria, Estonia, Lettonia, Principato di Monaco, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia, Svizzera l'obiettivo è quello previsto per l'UE-15.

Fonte: UE

In linea di principio, la Convenzione e il protocollo di Kyoto prevedono che la riduzione delle emissioni si ottenga con il minimo costo possibile (principio dell'efficienza

economica); nella pratica però i vari paesi hanno una struttura economica ed energetica molto diversa, con costi di abbattimento molto diversi. Infatti per un paese con un basso rapporto energia/PIL risulta molto costoso ridurre ulteriormente la quantità di energia necessaria per produrre una unità di output, mentre per i paesi con un alto rapporto energia/PIL i costi di riduzioni del consumo energetico sono nettamente inferiori.

Per quanto riguarda l'assegnazione degli obiettivi di riduzione nazionali, i maggiori oneri sono a carico di quei paesi che nel 1990 avevano una struttura produttiva a bassa efficienza ed alto impiego di carbone, come Germania, Lussemburgo e Regno Unito; ai paesi che invece avevano un'elevata efficienza energetica nel settore industriale, tra cui l'Italia, è stato attribuito un obiettivo di riduzione più modesto. Tuttavia, nel caso dell'Italia, anche se l'obiettivo è più modesto, i costi marginali sono più elevati a causa della succitata struttura energetica a basso rapporto energia/PIL.

Per dieci Paesi dell'UE, tra cui l'Italia, le emissioni complessive di gas serra sono nel frattempo aumentate rispetto ai livelli del 1990, per cui gli obiettivi di riduzione risultano sempre più onerosi. Solo Germania, Lussemburgo e Regno Unito hanno ridotto sostanzialmente le loro emissioni rispetto al 1990, in relazione soprattutto ai processi di cambiamento strutturale e industriale (Lussemburgo e Germania) e ai processi di riconversione energetica dal carbone al gas (Regno Unito).

Il protocollo prevede tre aspetti di principale rilevanza che devono essere oggetto di approfondimento ed applicazione studio a livello nazionale e internazionale:

- la vulnerabilità della popolazione agli impatti legati al cambiamento climatico, soprattutto per le fasce più deboli e per i Paesi in Via di Sviluppo;
- le politiche di intervento per promuovere l'adattamento della popolazione e dei sistemi economici agli impatti legati al cambiamento climatico;
- gli interventi di mitigazione del cambiamento climatico tramite strumenti a validità nazionale (politiche e misure) e internazionale (meccanismi flessibili).

I meccanismi flessibili hanno un ruolo chiave nella minimizzazione dei costi di riduzione delle emissioni. È proprio l'elevato costo legato al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto che ha costituito l'ostacolo maggiore per l'entrata in vigore del Protocollo e solo dopo l'approvazione degli accordi di Marrakech del novembre 2001 (COP 7), in cui sono stati adottati i meccanismi e gli strumenti per diminuire l'impatto economico negativo delle politiche di riduzione delle emissioni, il negoziato per la

ratifica del Protocollo ha avuto inizio. Negli accordi di Marrakech tuttavia i meccanismi flessibili hanno mantenuto un ruolo supplementare rispetto alle politiche nazionali, che dovranno costituire l'elemento significativo dello sforzo di ciascun paese di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni.

Ne deriva che le politiche e le misure di riduzione a livello nazionale sono le misure di primaria importanza per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, mentre i Meccanismi Flessibili sono considerati supplementari agli interventi su base nazionale. I costi di realizzazione degli obiettivi previsti per i paesi industrializzati, caratterizzati da un livello di efficienza tecnica ed energetica nei processi produttivi e di consumo piuttosto elevato e quindi da limitati margini di abbattimento delle emissioni per unità di prodotto, risulterebbero tuttavia eccessivamente elevati nel caso in cui tali obiettivi dovessero essere raggiunti esclusivamente attraverso politiche nazionali di riduzione. Il costo di tali interventi causerebbe una drastica riduzione della competitività delle imprese soggette agli obblighi e il danno economico sarebbe inaccettabile. Il protocollo prevede, a tal riguardo, la possibilità di adottare degli interventi di riduzione supplementari rispetto alle politiche nazionali, cosiddetti Meccanismi Flessibili, da affiancare ai piani nazionali di riduzione delle emissioni.

Esistono quattro diversi tipi di meccanismi flessibili, dei quali i primi tre sono strumenti strettamente di mercato:

- Meccanismo di Attuazione Congiunta (*Joint Implementation, JI*), che consente a ciascun paese dell'Allegato 1 di realizzare progetti di abbattimento delle emissioni in un altro paese dell'Allegato 1, acquisendo così delle unità di riduzione delle emissioni (*Emission Reduction Units, ERU*) che possono essere usate in detrazione delle emissioni nazionali;
- Meccanismo per lo Sviluppo Pulito (*Clean Development Mechanism, CDM*), che consente ai Paesi dell'Allegato 1 di attuare progetti industriali ad alta efficienza energetica o progetti volti all'utilizzo delle energie rinnovabili nei PVS, acquisendo così delle riduzioni di emissioni certificate (*Certified emission reduction, CER*) che possono essere usate in detrazione delle emissioni nazionali;
- Scambio di Quote di Emissioni (*Emissions Trading Scheme, ETS*) che consente a ciascun paese Allegato 1 di scambiare su un mercato internazionale creato *ad*

*hoc* permessi ad emettere gas serra, nel caso in cui il paese abbia abbattuto le emissioni più (vendita) o meno (acquisto) rispetto agli obiettivi previsti dal Protocollo;

- Bacini di Assorbimento di Carbonio (*Carbon Sinks*, CS), dove le emissioni in eccesso possono essere compensate attraverso l'estensione di quegli elementi naturali (boschi, foreste, superfici coltivate) che assicurano un processo di assorbimento naturale dell'anidride carbonica, ottenendo delle unità di rimozione (*Removal Units*, RMU).

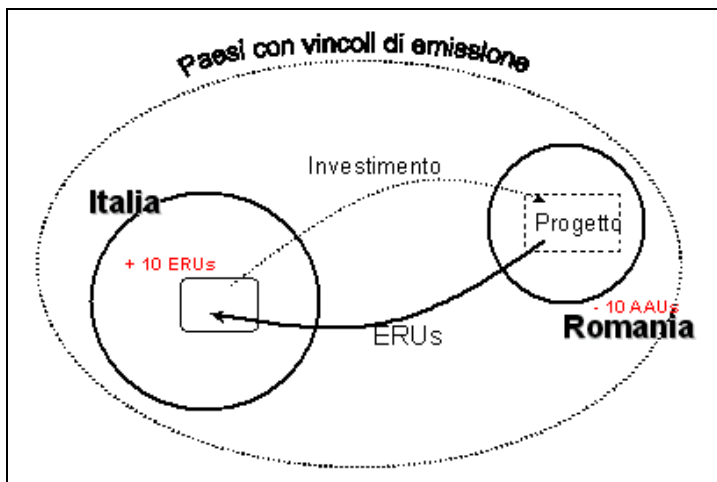
Gli accordi di Marrakech hanno ribadito la caratteristica di supplementarietà di tali meccanismi, sottolineando che questi possono essere adottati dai Paesi Allegato 1 solo dopo aver attuato “notevoli sforzi” di riduzione dei gas serra attraverso politiche e misure interne. Il fatto che non sia previsto in ogni caso un valore di soglia massimo (ad esempio percentuale di riduzione attribuita a ciascun meccanismo o ai quattro meccanismi nel complesso) deriva dalla forte disomogeneità nella struttura produttiva dei Paesi aderenti al Protocollo.

Entrando nel dettaglio nei meccanismi di flessibilità, si può comprendere meglio quali siano le basi della riduzione dei costi. Il meccanismo di *Joint Implementation* permette alle imprese dei paesi dell'Allegato 1 di realizzare progetti, che mirano alla riduzione delle emissioni, in altri paesi dell'Allegato 1, con lo scopo di ridurre il costo complessivo dell'adempimento degli obblighi di Kyoto abbattendo le emissioni dove è economicamente più conveniente. La differenza fra la quantità di gas serra emessa con la realizzazione del progetto e quella che sarebbe stata emessa senza la realizzazione del progetto (scenario di riferimento o *baseline*) è considerata un'emissione evitata che genera dei crediti di emissioni o ERUs (*Emissions Reduction Units*), assegnati all'impresa che investe, la quale può utilizzarli per l'osservanza degli impegni di riduzione o venderli sul mercato. I crediti generati dai progetti sono sottratti dall'ammontare di permessi di emissione inizialmente assegnati al paese ospite (AAUs). Tutti i paesi industrializzati possono potenzialmente ospitare progetti JI. I paesi con le economie in transizione, caratterizzati da bassi costi marginali di abbattimento, sono tuttavia i naturali candidati per questo tipo di progetto. Un esempio di JI può essere il progetto di un'impresa italiana che prevede la sostituzione di un'inefficiente centrale a carbone della Romania, che emette 120.000 TonCO<sub>2</sub>/anno, con un parco di generatori



eolici (fig. 2.4). Le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate, in questo caso 120.000 TonCO<sub>2</sub>/anno visto che il parco eolico è ad emissione zero, vengono accreditate all'impresa sotto forma di crediti ERUs rivendibili sul mercato. Il progetto può Quindi contare su un'entrata positiva aggiuntiva.

**Fig. 2.4 – Schema di funzionamento di un progetto JI**

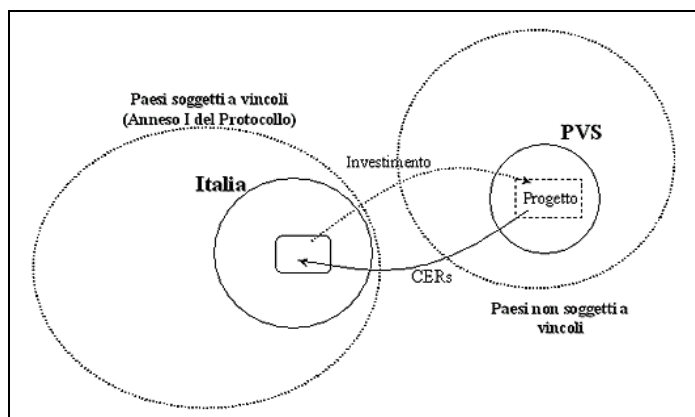


Fonte: Elaborazioni

Il meccanismo di *Clean Development* (CDM) permette, invece, alle imprese dei paesi industrializzati dell'Allegato 1 di realizzare progetti che mirano alla riduzione delle emissioni di gas serra nei paesi in via di sviluppo senza vincoli di emissione. Lo scopo di questo meccanismo è duplice; da una parte permette ai paesi in via di sviluppo di disporre di tecnologie più pulite ed orientarsi sulla via dello sviluppo sostenibile; dall'altra permette l'abbattimento delle emissioni lì dove è economicamente più conveniente e quindi la riduzione del costo complessivo d'adempimento degli obblighi derivanti dal Protocollo di Kyoto. La differenza fra la quantità di gas serra emessa realmente e quella che sarebbe stata emessa senza la realizzazione del progetto (scenario di riferimento o *baseline*), è considerata emissione evitata che genera dei crediti di emissioni o CERs (*Certified Emission Reductions*) che potranno essere utilizzati dall'impresa per l'osservare gli impegni di riduzione assegnati o per venderli sul mercato. Un esempio di CDM può essere il progetto di miglioramento di una grande discarica ai margini di una città sudamericana che rilascia in atmosfera notevoli quantità

di metano dai processi di decomposizione (fig. 2.5). Il recupero di tali gas per sfruttarli in un impianto per la produzione di energia elettrica e successiva commercializzazione da luogo a delle emissioni di metano evitate che generano crediti di emissione sotto forma di CERs rivendibili sul mercato.

**Fig. 2.5 – Schema di funzionamento di un progetto CDM**



Fonte: Elaborazioni

I permessi di inquinamento negoziabili (*International Emissions Trading, IET*) sono un importante strumento economico di politica ambientale, adottato all'art. 17 del Protocollo di Kyoto, che introduce il commercio dei diritti di emissione fra i Paesi dell'Allegato 1. L'*International Emissions Trading (IET)* è uno dei tre meccanismi di flessibilità offerti alle Parti del Protocollo di Kyoto che non abbiano ridotto le proprie emissioni in maniera sufficiente per il raggiungimento del proprio obiettivo per mezzo delle misure "interne". Si basa su un rapporto di scambio di emissioni tra Stati nazionali che acquistano e vendono unità di riduzione. I permessi di emissione vengono chiamati *Assigned Amount Units (AAUs)*.

Si tratta di uno strumento per minimizzare i costi totali di riduzione dell'inquinamento. Coloro che hanno bassi costi di abbattimento troveranno infatti conveniente realizzare interventi diretti; viceversa, ricorreranno all'acquisto dei permessi coloro con costi di abbattimento elevati. L'uso di questo strumento dovrebbe, inoltre, incentivare l'innovazione, essendo la domanda di permessi (e quindi il relativo prezzo) determinata proprio dai costi di riduzione. A tal riguardo i metodi per assegnare i permessi possono essere due: la distribuzione dei permessi da parte dell'Autorità Pubblica in modo

gratuito e proporzionale alle imprese (*grandfathering*); o l'assegnazione tramite asta (*auctioning*).

I benefici per le imprese e per l'ambiente derivanti dallo scambio di quote di emissione può essere chiarito col seguente esempio. Si ipotizzi che le imprese A e B emettano entrambe 1000 tonnellate di CO<sub>2</sub> l'anno. Il Governo attribuisce ad ognuna di esse 95 quote di emissione. Le imprese A e B devono entrambe coprire 50 tonnellate di CO<sub>2</sub> e possono farlo in due modi: riducendo le proprie emissioni di 50 tonnellate o acquistando 50 quote di emissione sul mercato. Per decidere che soluzione scegliere dovranno calcolare quanto verrebbe a costare ridurre le emissioni di 50 tonnellate e paragonare tale costo al prezzo di mercato delle 50 quote di emissione. Ipotizzando che il prezzo di mercato di una quota di emissione sia di 10 euro per tonnellata di CO<sub>2</sub> e che per l'impresa A la riduzione delle emissioni costi 5 euro per tonnellata, l'impresa A sceglierà di ridurre le proprie emissioni in quanto le verrà a costare meno che l'acquisto di quote di emissione. Essa potrebbe non limitarsi a 50 tonnellate, ma ridurre le proprie emissioni di 100 tonnellate. Ipotizzando, invece, per l'impresa B che la riduzione delle emissioni venga a costare 15 euro per tonnellata di CO<sub>2</sub>, l'impresa B preferirà acquistare quote sul mercato. L'impresa A spenderà 500 euro per ridurre le proprie emissioni di 100 tonnellate al costo di 5 euro per tonnellata e ricaverà 500 euro dalla vendita di 50 quote di emissione al prezzo di 10 euro per tonnellata. In questo modo l'impresa A annullerà completamente i costi con la vendita delle quote, mentre se non ci fosse stato il sistema di scambio avrebbe dovuto sostenere un costo netto di 250 euro. L'impresa B spenderà 500 euro per l'acquisto di 50 tonnellate al prezzo di 10 euro per tonnellata. Se non avesse potuto contare sulla flessibilità del sistema di scambio delle quote, la sua spesa sarebbe stata di 750 euro.

Poiché solo le imprese che possono limitare i costi di abbattimento, e che pertanto decidono di ridurre le proprie emissioni come nel nostro caso l'impresa A, sono in grado di vendere quote, le quote acquistate dall'impresa B rappresentano una riduzione complessiva delle emissioni, anche se l'impresa B non procede ad una riduzione delle proprie emissioni. Si garantisce in questo modo che le riduzioni di emissioni meno costose vengano effettuate per prime. È questo elemento di flessibilità che rende il sistema di scambio di quote di emissione lo strumento economicamente più vantaggioso per realizzare un determinato obiettivo ambientale. Il costo complessivo per l'industria

sarebbe stato superiore se l'impresa B fosse stata costretta a ridurre le emissioni dei propri impianti ad un costo superiore.

## **2.5 Da Kyoto a Copenaghen**

Ci sono ormai pochi dubbi sul fatto che il cambiamento climatico sia in corso, e che sia l'attività umana la principale causa. Anche se la complessità del clima rende ogni previsione precisa del rapporto tra le specifiche concentrazioni di gas ad effetto serra e i cambiamenti delle temperature globali estremamente difficile. Per cui siamo condannati a vivere con l'incertezza. Tale incertezza non è tuttavia illimitata, e abbiamo già avuto significativi cambiamenti di temperatura e un cambiamento climatico abbastanza rapido nella regione artica.

Una concentrazione di 400 parti per milione (ppm) di equivalenti di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>e) sarà presto raggiunta ed un raddoppiamento delle concentrazioni è tutto tranne che inevitabile con la previsione di una concentrazione di 750 ppm per la fine del secolo<sup>43</sup>. Le emissioni infatti non si sono stabilizzate, ma piuttosto è in atto una tendenza di rapido aumento. Il consumo di fonti fossili sta continuando, dato che ve n'è ancora molto da sfruttare, e il combustibile fossile più dannoso per l'ambiente in termini di emissioni, vale a dire il carbone, sta sempre più espandendo la sua quota. Si prevede che le emissioni di carbonio aumentino di circa il 50% entro il 2030 (IEA, 2007). Solo la Cina, ad esempio, si propone di ricavare circa 1.000 GWh di elettricità a partire da carbone entro il 2030.

La risposta globale finora è stata insufficiente. La Convenzione Quadro sul Cambiamento Climatico delle Nazioni Unite (UNFCCC), è stata approvata nel 1992 ed è nata all'interno del Gruppo Intergovernativo sui Cambiamenti Climatici (IPPC), stabilito nel 1988, come luogo di collaborazione scientifica sull'argomento clima.

La Convenzione ha dato il via, come abbiamo visto nel paragrafo precedente, al processo che è culminato nel protocollo di Kyoto. Ma di Kyoto ha finora ottenuto poco: non ha prodotto nessun risultato apprezzabile in termini di riduzione dei cambiamenti climatici, e non lo avrebbe potuto ottenere nemmeno se fosse stato pienamente attuato o se gli obiettivi prefissati fossero stati raggiunti. Questo perché l'accordo non include limiti vincolanti per gli USA e non impone nessun obiettivo per l'India e la Cina. Anzi,

---

<sup>43</sup> Il livello di concentrazione pre-Rivoluzione industriale è stato stimato a circa 273 ppm.

è divenuto operativo solo perché l'Europa ha patteggiato l'adesione della Russia con l'appoggio europeo all'ingresso della Russia nella *World Trade Organization* (WTO). In sua difesa dell'accordo di Kyoto, si può dire che esso rappresenta di fatto un primo tentativo verso un protocollo più "rigido" da attuare per il post-2012. Va rilevato, inoltre, come in Europa, esso abbia reso possibile lo Schema di Commercio delle Emissioni (*European Union Emission Trading Scheme*, EU-ETS), quale prototipo per un regime globale di mercato delle emissioni.

Esiste una forte discrepanza tra le evidenze scientifiche da un lato, e la risposta politica, dall'altra. Tali differenze appaiono tanto più sorprendenti soprattutto nel momento in cui è stato da più parti sostenuto, in particolare nel Rapporto Stern del 2007<sup>44</sup>, che i costi di azione attuali possano essere relativamente ridotti e che vi sia la possibilità che l'azione di mitigazione ai cambiamenti climatici possa essere addirittura PIL-positiva.

Due sono le possibili risposte a tale divergenza. Da un lato esiste la possibilità che ciò sia dovuto ai ritardi nell'educazione, nella diffusione dell'informazione e nei processi politici. Secondo questa visione, peraltro non confermata nella realtà dai fatti, dopo la Conferenza di Bali del 2007 l'azione politica avrebbe dovuto beneficiare di una maggiore sensibilizzazione dell'opinione pubblica sul tema, a cominciare dal pacchetto sui cambiamenti climatici europei annunciati nel gennaio 2008.

Una seconda possibilità è che gli assunti alla base dell'analisi condotta nel rapporto Stern siano errati, che i costi siano molto superiori alle previsioni, e che l'economia politica dei cambiamenti climatici sia molto più limitante. In questa prospettiva, la compatibilità tra crescita economica e cambiamento climatico, cuore del rapporto Stern, sembra essere un'illusione.

Gli ottimisti circa il cambiamento climatico argomentano non solo sul presupposto che i costi di mitigazione siano bassi, ma anche che la comunità globale sarà in grado di trovare un accordo sulla base dei principi di Kyoto per il dopo 2012, per di più

---

<sup>44</sup> Il rapporto Stern sull'economia dei cambiamenti climatici è un rapporto di 700 pagine, pubblicato nel 2006 dall'economista Nicholas Stern per il governo britannico. Sebbene non sia la prima relazione economica sui cambiamenti climatici, è sicuramente il rapporto più conosciuto e discusso di questo tipo. La conclusione principale a cui giunge lo studio è quella che i benefici di forti e tempestivi interventi sui cambiamenti climatici siano di gran lunga superiori ai costi che dovrebbero essere sostenuti in caso di non azione. Si propone un investimento necessario dell'1% del prodotto interno lordo (PIL) annuo per evitare gli effetti peggiori del cambiamento climatico. Si stima, in caso di mancata azione, una diminuzione del 20% del PIL rispetto al potenziale valore futuro. Nel giugno 2008 Stern ha rivisto la stima al 2% del PIL a causa delle revisioni al rialzo dei tassi di attuazione del cambiamento climatico.

caratterizzato da limiti alle emissioni di carbonio più vincolanti. Anche per questo aspetto vi è una visione più pessimistica, basata sul fatto che il dilemma del prigioniero renderà molto difficile da raggiungere un accordo globale finalizzato ad una credibile inversione delle concentrazioni di carbonio, e che, qualora si giungesse ad un accordo, quale che sia esso richiederà significativi trasferimenti finanziari dall'Europa e dagli Stati Uniti verso Cina, India e gli altri paesi in via di sviluppo.

Va detto che le attuali politiche di cambiamento climatico sono state sviluppate sulla base della generale ambizione di fermare l'aumento delle emissioni a circa 450-550 ppm di CO<sub>2</sub>e. Tale quota di concentrazione delle emissioni sembra essere in grado di garantire la limitazione dell'aumento del riscaldamento globale ad un valore di circa 2°C rispetto all'epoca pre-industriale<sup>45</sup>. Questi obiettivi globali sono stati tradotti in una pletera di sub-obiettivi e costituiscono l'approccio insito nel quadro di Kyoto e nei successivi dibattiti delle COP, tra cui si ricorda il Summit di Bali tenutosi nel 2007.

Ma non vi è alcuna prova del fatto che gli obiettivi possano mai essere realizzati. Le tendenze attese per quelle che sono considerate le cause che hanno contribuito agli aumenti dei livelli di emissioni, vale a dire la crescita della popolazione, della domanda di energia e dei trasporti, lasciano presagire l'esito contrario.

Il cambiamento climatico ha seguito il processo di industrializzazione e il rapido aumento della popolazione, entrambi sostenuti dallo sfruttamento dei combustibili fossili. La popolazione mondiale è quasi triplicata nel ventesimo secolo passando da 2 a circa 6 miliardi di persone. Tra oggi e il 2050 si prevede una ulteriore espansione fino a raggiungere i 9 miliardi di persone, con la quasi totalità dell'incremento concentrato in Cina, India e Africa.

I pattern di crescita della domanda energetica non coincidono in maniera semplicistica con le proiezioni di aumento della popolazione, anche vi è una correlazione molto stretta nel caso di Cina e India<sup>46</sup>. Questo perchè la maggior parte del capitale in uso nel 2030 nel settore energetico è già attualmente impiegato. La vita degli investimenti nel settore dell'energia elettrica è in genere di circa 30 anni o più e, all'interno del ciclo di sostituzione del capitale investito nel settore energetico, le decisioni su quali tecnologie basare l'offerta futura di energia saranno probabilmente prese nel prossimo decennio. A

---

<sup>45</sup> Tale valore sembra essere la soglia-limite entro la quale scongiurare i danni irreversibili derivanti dal riscaldamento globale.

<sup>46</sup> L'IEA prevede, infatti, un aumento del 50% della domanda mondiale di energia entro il 2030, con la Cina e l'India responsabili di circa il 45% di tale aumento.

tal riguardo le tendenze in atto sono tutt'altro che positive. In effetti, nel settore energetico, si registra la tendenza sostanziale verso la generazione di energia elettrica a partire da carbone e da gas. Con l'aumento dei prezzi del petrolio (e quindi del gas) rilevati a partire dal 2000 e con le crescenti preoccupazioni sulla certezza degli approvvigionamenti visto che la produzione di gas e petrolio è sempre più concentrata nelle mani di governi autocratici, la quota del carbone nel mix di combustibili fossili sta aumentando. La maggior parte di quest'aumento si verifica in Cina e in India, con la Cina che prevede di aggiungere fino a 1.000 GWh elettrici derivanti da nuove centrali a carbone entro il 2030.

Neppure la situazione in materia di trasporti è incoraggiante, vista la crescente domanda di automobili. Si stima, infatti, che il numero di autovetture a livello mondiale aumenterà di 2,3 miliardi tra il 2005 e il 2050.

Il rapido sviluppo economico e l'associato aumento della popolazione di Cina e l'India rappresenta il punto centrale sul quale intervenire se si vuole tentare di de-carbonizzare l'economia mondiale. Ciò perché l'ordine di grandezza di tali tendenze è di gran lunga superiore a qualsiasi altra tendenza migliorativa nell'ottica dei cambiamenti climatici. Ne consegue che le politiche per il cambiamento climatico saranno tanto più efficaci nella misura in cui sapranno rispondere positivamente a queste massicce tendenze globali.

Vi è del resto la possibilità che il previsto aumento delle emissioni della Cina non venga a realizzarsi. Di fatto, una fase di recessione negli USA potrebbe avere conseguenze negative sulle esportazioni cinesi verso il mercato statunitense e tale contrazione potrebbe anche falsare le proiezioni del PIL cinese di una crescita annua pari al 10%. Anche l'aumento dei prezzi del petrolio potrebbe causare ricadute negative sull'economia cinese dal momento che essa si caratterizza per l'elevata intensità energetica, così come l'eventuale implosione politica quale parte di una rivolta contro il comunismo e il potere dello Stato autoritario potrebbe ridurre la crescita economica.

Nessuna di queste argomentazioni è tuttavia sufficiente a far deragliare l'economia cinese in modo da modificare l'aumento previsto delle emissioni, almeno nel breve termine del 2030. Rimane, pertanto, la domanda se le politiche legate al cambiamento climatico possano raggiungere una rapida e significativa riduzione delle emissioni in un contesto caratterizzato da un trend di forte aumento.

Nella realtà i principali paesi industrializzati non stanno ottenendo nessuna riduzione significativa delle emissioni aggregate di gas serra. L'UE e il Canada non stanno facendo progressi per il conseguimento degli obiettivi previsti dal Protocollo di Kyoto, mentre USA e Australia sono esclusi dall'accordo.

Stando ai fatti, Kyoto ha dimostrato quanto sia difficile coinvolgere nel negoziato i principali protagonisti delle emissioni. Forse un accordo più efficace ed efficiente potrebbe essere realizzato sulla base di un'impostazione diversa da quella formulata nel Protocollo di Kyoto. A tal riguardo Victor (2001) e Barrett (2003) hanno dimostrato, tra gli altri, che il problema dei cambiamenti climatici non si presta facilmente ad un accordo globale per la riduzione delle emissioni dato che le condizioni di base per l'accordo, il suo rispetto ed applicazione sono in gran parte assenti. Alcuni dei problemi citati dagli autori sono rappresentati dalla controversa attribuzione della responsabilità per lo stock esistente di carbonio l'atmosfera, dalle lacune dei metodi di misura delle emissioni e dall'assenza di meccanismi di imposizione vincolanti.

Il tutto è ulteriormente complicato dal fatto che questi problemi sorgono nel contesto di una negoziazione di un accordo sui cambiamenti climatici come argomento a se stante. Ma le trattative internazionali non solo sono multilaterali, ma riguardano anche un molteplice numero di tematiche. Ne deriva che il cambiamento climatico siede accanto ai negoziati commerciali, ai negoziati sulle armi nucleari e a quelli sulla migrazione e sui diritti umani.

Alcuni di questi problemi possono essere risolti attraverso il dibattito su Kyoto, ma la questione fondamentale dell'attribuzione delle responsabilità, che Kyoto ha risolto basando l'accordo su obiettivi nazionali di riduzione della produzione di emissioni, non sembra di così semplice risoluzione. Ciò che emerge è che Kyoto, nella migliore delle ipotesi, permette un avanzamento nel dibattito sul cambiamento climatico e che l'ampliamento del numero dei paesi che adottano degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni, assieme al graduale irrigidimento degli obiettivi stessi, non è detto che porti alla risoluzione della questione ambientale.

Nella comunità internazionale prende sempre più piede la convinzione che sia necessario reimpostare il negoziato dalle fondamenta.

Un primo elemento di novità potrebbe derivare dall'assegnazione delle responsabilità sulla base del consumo di emissioni e non della produzione di emissioni. Il Protocollo di



Kyoto, utilizza, infatti, un approccio geografico per assegnare le responsabilità delle emissioni. Tutte e solo le emissioni generate dalle attività di produzione all'interno del territorio di un paese sono attribuite al totale delle emissioni di quella nazione. Un paese potrebbe avere una produzione relativamente bassa di gas ad effetto serra, ma allo stesso tempo avere un alto livello di consumo. Potrebbe altresì produrre beni a basse intensità di carbonio (quali i servizi), ma importare e consumare beni ad alta intensità di carbonio (acciaio, alluminio, vetro, e prodotti chimici). Un sistema basato sulla produzione delle emissioni genera un duplice fallimento: i paesi industrializzati possono aumentare il loro consumo di carbonio, mentre i paesi in via di sviluppo probabilmente non accetteranno che le responsabilità dei paesi industrializzati si esauriscano con l'imposizione di limiti alla loro attuale e futura produzione di carbone. Come ha fatto notare la Cina, anche se essa produce emissioni elevate, queste sono sul conto dei consumatori dei paesi sviluppati e, pertanto, sono i consumatori che dovrebbero pagare per le relative riduzioni.

Un altro elemento sul quale si dibatte in letteratura è relativo alla capacità del PIL di considerare le variazioni sulle risorse ambientali nel lungo periodo. Negli approcci tradizionali, come quelli utilizzati nel rapporto Stern, la crescita economica è misurata dal PIL. Le stime dei costi dei cambiamenti climatici (dal -5 al -25%) e dei costi di mitigazione (-1%) sono espressi in termini di perdite di PIL. È importante però riconoscere che il PIL può risultare un indicatore del tutto inappropriato per la valutazione delle questioni ambientali in contesti a lungo termine (Dasgupta, 2001 e 2008). Questo perché esso non ha una controparte di capitale e, di conseguenza, non tiene conto del deprezzamento. Altri indici, sotto tale punto di vista, sembrano da preferire al PIL. Il Prodotto nazionale netto (PNN), ad esempio, tiene in considerazione sia i capitali che gli ammortamenti e integra nelle valutazioni i servizi ambientali attraverso i prezzi ombra.

Una volta che si considerano i capitali, diventa molto importante definire il grado di sostituibilità tra i diversi tipi di beni ed in particolare tra il capitale naturale e quello artificiale costruito dall'uomo. L'approccio convenzionale, adotta un rapporto uno a uno: i beni non rinnovabili possono essere consumati a condizione che siano compensati da un proporzionato capitale artificiale. Tale ipotesi è al centro dei calcoli effettuati nel rapporto di Stern. In tale ottica si può continuare ad ottenere il 3% annuo di crescita del

PIL all'infinito, fintanto che si possa ottenere un capitale artificiale che sia in grado di compensare la perdita di capitale ambientale. Una volta assunto che il tasso di sostituzione sia inferiore all'unità, allora non si potrà fare affidamento su un tasso di crescita del PIL del 3% annuo. A tempo debito, infatti, i meccanismi di feedback generati dalla riduzione nel capitale naturale determineranno la riduzione della capacità di funzionamento dell'economia dato che i costi ambientali aumenteranno.

Ne deriva che la misura, in termini di PIL, dei costi dei cambiamenti climatici, fornita dal rapporto Stern, può rivelarsi significativamente sottostimata, dato che il cambiamento climatico porterà inevitabilmente alla riduzione del tasso di crescita economica (Helm, 2008).

Il PIL fornisce, pertanto, poche informazioni in merito alla questione del cambiamento climatico, e l'affermazione che lo stesso possa essere affrontato senza impatti significativi per le economie nazionali si basa sul presupposto che l'accumulo di capitale umano, assieme al progresso tecnologico, sia in grado di compensare l'impovertimento del capitale naturale, di cui il clima è una parte.

Un terzo punto sul quale si discute in letteratura è rappresentato dalla quantificazione dei costi del cambiamento climatico. Il rapporto Stern, sulla base di giustificazioni a livello micro e macro-economico, per supportare l'affermazione che i costi dell'azione di mitigazione saranno compresi tra l'1 e il 3,5%, con una stima media pari all'1%.

Due sono, in tale ambito, i principali aspetti controversi. Il primo di questi riguarda i costi politici associati alle attività non propriamente oneste e corrette di ricerca ed attribuzione di fondi finanziari. Il punto di partenza per analizzare i costi della politica dei cambiamenti climatici è Kyoto stesso, la cui struttura incoraggia due tipi comportamenti distorti sia da parte dei paesi che cercano di trarre un vantaggio dalle loro quote individuali, sia da parte delle imprese che cercano di trarre vantaggi tra i diversi massimali di produzione geografica. Ne deriva che ogni paese ha dei vantaggi a sovrastimare i costi di adeguamento e a sottovalutare le sue possibilità di abbattimento, mentre le imprese sono incentivate a cambiare l'ubicazione del business per ridurre al minimo i loro costi. L'implicazione di queste considerazioni è che i costi di mitigazione dei cambiamenti climatici rischiano di essere sensibilmente superiori a quelli indicati dalla relazione di Stern, con la conseguente riduzione del livello sostenibile di consumo nei paesi industrializzati. Di conseguenza il messaggio *politically correct* che si possa

affrontare il cambiamento climatico senza compromettere il nostro tenore di vita non sembra risultare veritiero.

Il rapporto Stern ha un'altra variabile importante nella derivazione dei suoi risultati, vale a dire il tasso di attualizzazione da utilizzare per confrontare il danno futuro con gli attuali costi di mitigazione. Solo con il basso valore attribuito da Stern al tasso di attualizzazione, pari allo 0,1%, si deriva la conclusione della necessità di un intervento tempestivo in termini di mitigazione dei cambiamenti climatici. Se il tasso di sconto fosse, infatti, più elevato pari al valore medio di riferimento per queste analisi dell'1-3%, i calcoli di Stern indicherebbero che non converrebbe attuare alcuna azione contro il cambiamento climatico dato che, grazie all'accumulo di capitale derivante dalle prospettive di crescita economica pari al 2-3% annuo fino a fine secolo, le generazioni future sarebbero in grado comunque di raggiungere livelli di benessere più elevati rispetto a quelli raggiungibili oggi.

Questa considerazione è importante, perché qualsiasi piano politico volto a stabilizzare le emissioni richiederà ingenti trasferimenti dai paesi industrializzati a quelli in via di sviluppo, ma tali trasferimenti, basati sul proprio interesse, sono probabilmente molto diversi da quelli basati su un concetto di equità intergenerazionale.

Dal punto di vista della politica e in particolare della preparazione di un accordo post-Kyoto, è importante separare le questioni pertinenti ai giudizi morali da quelle che riguardano le prove scientifiche ed i comportamenti reali. Per cui, mentre il rapporto Stern potrebbe sostenere che la politica dovrebbe essere basata su un profondo principio di equità, le discussioni post-Kyoto saranno più probabilmente basate sull'interesse dei singoli partecipanti.

I motivi per un intervento urgente si posano sulla significativa probabilità che il danno derivante dal cambiamento climatico sia di notevoli dimensioni. A causa dei danni diretti, le generazioni future potrebbero anche non stare tanto meglio di oggi, e di conseguenza potrebbero non essere nemmeno così facilmente in grado di compensare il potenziale danno ambientale.

La Commissione Europea nel 2008 ha proposto una politica apparentemente aggressiva, con l'ambizione di indurre a Copenaghen un accordo internazionale rafforzato. Essa comprende: i) un obiettivo unilaterale di riduzione delle emissioni del 20% entro il 2020, da portare al 30 per cento se gli altri paesi (in particolare gli Stati Uniti) seguono

l'esempio; ii) un sistema EU ETS migliorato per il periodo 2012-20, con una quota significativa di permessi assegnati mediante asta; iii) un obiettivo del 20% di energie rinnovabili sul totale dell'offerta energetica entro il 2020; iv) un obiettivo del 20% di efficienza energetica per lo stesso periodo; v) un obiettivo di biocarburanti pari al 10% entro il 2020; vi) un pacchetto di misure per la cattura e stoccaggio del carbonio (*Carbon Capture and Storage, CCS*).

Il pacchetto 2020 20-20-20 è necessariamente uno strumento di tipo politico dato che nell'Unione Europea ci sono opinioni molto diverse sulle modalità con le quali devono essere affrontati i cambiamenti climatici. Alcuni paesi, in particolare Francia e Regno Unito, chiamano in causa l'ampio impiego delle tecnologie nucleari. Altri, in particolare Germania, invocano invece le fonti rinnovabili al posto dell'energia nucleare. Ne deriva che la ricerca di un consenso si è basata sulla costituzione di un pacchetto che contiene, al suo interno, tutti i principali strumenti di politica: sia il mercato dei permessi che le quote di energie rinnovabili, sia gli obiettivi di efficienza energetica che gli obiettivi dei biocarburanti.

Sebbene la politica abbia avuto un gran peso nel determinare la forma e l'ampiezza delle proposte dell'Unione europea, queste sono comunque il risultato di poche opzioni disponibili a breve termine. Tra oggi e il 2020, lo stock di capitale presenta un notevole grado di rigidità. Ci sarà un significativo ciclo di sostituzione nella produzione di energia elettrica in tutta Europa nel corso del prossimo decennio, ma gran parte di questa sostituzione avrà un impatto nel decennio successivo (2020-30). In tale contesto il nucleare e il *Carbon Capture and Storage* sono delle opzioni post 2020.

Per questo motivo, e poiché le energie rinnovabili e i biocarburanti, nel breve periodo, non saranno in grado di determinare impatti significativi in termini di lotta al cambiamento climatico, l'enfasi cade naturalmente sulle misure di efficienza energetica. Vi è un consenso diffuso che esista un notevole margine per aumentare l'efficienza energetica, e l'impatto del rialzo dei prezzi potrebbe avere un notevole effetto di incentivazione. In tale ambito le aspettative passate sono state raramente soddisfatte, e vi sono vari motivi per pensare che i costi e le barriere all'efficienza energetica siano considerevoli. Numerosi studi hanno dimostrato che ci sono molti progetti che presentano un valore attuale netto (VAN) positivo a disposizione di privati e imprese,

ma tuttavia l'adozione di soluzioni di efficienza energetica è stata limitata. Ciò presumibilmente a causa di valori sotto-stimati nei costi indiretti di tali investimenti.

Le opzioni di politica a medio termine (assenti nel pacchetto europeo contro il cambiamento climatico), sembrano complessivamente più promettenti. Tra le prime tecnologie candidate vi è l'energia nucleare, seguendo l'esempio del modello francese. Un programma di così vasta portata presenta, tuttavia, numerosi problemi: i) la capacità di produzione non è ancora disponibile; ii) la questione dello smaltimento delle scorie; iii) la regolamentazione globale della sicurezza nucleare è debole; iv) i notevoli rischi di una inevitabile proliferazione nucleare militare. Una seconda opzione a medio-lungo termine è rappresentata dal *Carbon Capture and Storage* (CCS) il quale risulta particolarmente interessante alla luce del fatto che l'opinione pubblica riconosce la previsione del sempre più elevato consumo di carbone e che, proprio per tale ragione, si deve agire anche sulla neutralizzazione degli impatti ambientali derivanti dai combustibili fossili a carbonio<sup>47</sup>.

Nel medio termine, non ci sono tante altre opzioni su larga scala. Oltre il 2030, invece, tutti i tipi di tecnologie potrebbero essere attuabili con una certa economicità. In tale ottica riveste un ruolo chiave l'attività di ricerca e sviluppo, dato che il punto centrale della questione è proprio quello di scoprire quali soluzioni potrebbero essere disponibili. I decisori politici sono, tuttavia, di fronte a una pletera di lobbisti che cercano di guadagnarsi la loro fetta di torta (Cohen e Noll, 1991). Questo vale anche per le opzioni politiche esistenti, dagli enormi sussidi per l'etanolo, fino al sostegno disponibile per l'eolico, le maree e altre tecnologie rinnovabili. Con la prospettiva di grandi ricavi ottenuti dal regime di scambio dei permessi di emissioni, le scelte politiche su investire tali risorse si riveleranno estremamente importanti.

Le pressioni insite nel processo di ricerca di fondi rendono elevato il rischio di fallimento delle politiche sul cambiamento climatico ed è probabile che efficienza economica da un lato, e vantaggi politici, dall'altro, entrino in conflitto. In questo contesto la scelta degli strumenti di mercato risulta particolarmente efficace. Molte misure di cambiamento climatico traggono, infatti, vantaggio da un crescente prezzo del

---

<sup>47</sup> La teoria del CCS è relativamente semplice e la tecnologia ampiamente provata. È già noto come si possa separare la CO<sub>2</sub> quando il carbone brucia e come si possa trasportare e poi iniettare il gas nelle formazioni rocciose. La CO<sub>2</sub> può anche essere utilizzata per pressurizzare ed esaurire completamente i giacimenti di petrolio solo parzialmente utilizzati, ad esempio i giacimenti di petrolio e gas nel Mare del Nord

carbonio, e il prezzo del carbonio permette, a sua volta, al mercato di scegliere le risposte tecnologiche più efficienti sia dal lato dell'offerta, che della domanda. Ne deriva che il prezzo del carbonio è in grado di ridurre parte della pressione delle lobby delle diverse tecnologie sulla politica. A ciò vanno aggiunti altri due vantaggi: il primo è che il prezzo del carbonio non è basato sulla produzione, ma è “trascinato” dal consumo di carbonio. Si tratta come sopra esposto, di un meccanismo di allocazione delle emissioni tra paesi più efficiente. In secondo luogo, l'aumento del prezzo del carbonio determina un aumento delle entrate e tale reddito può essere re-investito in tecnologia. In questo caso, i ricavi di carbonio forniscono una potenziale fonte di finanziamento in un contesto dove le possibilità di espansione della tassazione generale è molto limitata, soprattutto in Europa.

Le questioni fondamentali per Copenaghen 2009 rimangono le stesse affrontate a partire dal 1992. Si tratta di attuare un accordo globale che impegna i principali emettitori in un programma di riduzione delle emissioni di carbonio orientato alla stabilizzazione delle emissioni a una concentrazione di 450-550 ppm.

Le sfide per questa impresa sono sempre le stesse. Al centro c'è il dilemma del prigioniero: è nell'interesse di ciascuna delle parti che siano le altre parti, piuttosto che loro stesse, a ridurre le emissioni, in un contesto dove nessuna parte da sola raggiunge il risultato ma tutte ne condividono i benefici. La questione è, però, più complicata a causa della distribuzione dei costi e dei benefici. Alcuni paesi probabilmente potranno trarre vantaggio da un clima più caldo, mentre altri paesi saranno colpiti duramente.

Un elemento inevitabile di qualsiasi nuovo accordo è rappresentato da significativi trasferimenti di flussi finanziari dai paesi industrializzati verso i paesi in via di sviluppo, anche se è difficile immaginare che gli Stati Uniti possano pagare alla Cina una industrializzazione a basso carbonio che potrebbe avere impatti devastanti in termini di capacità competitiva sui mercati. A tal riguardo una condizione minima posta dagli Stati Uniti prevede che la Cina (e altri paesi tra cui l'India) adottino dei massimali di emissione vincolanti. Dall'altra parte, la posizione dei cinesi si basa sul fatto che il peso delle emissioni non deve ricadere sulla Cina, dato che le emissioni pro-capite interne sono ancora basse. Per i cinesi la responsabilità dello stock di gas serra attualmente presente in atmosfera devono ricadere sugli Stati Uniti e gli altri paesi industrializzati.

Le esportazioni dell'economia cinese ad alta intensità di carbonio sono considerate, in tale logica, una conseguenza alla domanda di consumo dei paesi industrializzati.

In aggiunta, anche se le parti dovessero concordare sui principi di responsabilità, rimarrebbe da istituire un regime credibile che possa essere controllato ed applicato. Gli incentivi che portano ad adottare comportamenti *free-riding*, dovuti al dilemma del prigioniero, rimangono ed è improbabile che queste difficoltà verranno risolte a Copenaghen.

Alla luce dell'entità e della difficile soluzione dei problemi che dovranno essere affrontati dai negoziatori a Copenaghen 2009, si può asserire che il tipo di accordo che potrebbe essere sottoscritto dai principali attori è quello che quasi certamente non risolverà il problema del riscaldamento globale. L'accordo si prefigura, infatti, tanto più probabile quanto più i suoi effetti sul cambiamento climatico risulteranno essere marginali.

Tra le possibili soluzioni da attuare per superare i problemi legati al sistema degli incentivi di un accordo così ipotizzato, vi è la possibilità, come proposto da Stern, di puntare sulla persuasione dell'eticità del cambiamento climatico. Un secondo approccio è quello di modificare gli incentivi stessi, puntando sul pagamento dei danni: se la scienza è in grado di dimostrare che gli eventi sono molto probabili, spostando i danni nel breve termine (con tutti i problemi associati di migrazione, conflitto, aumento del livello del mare, effetto diretto di temperature più alte) si potrebbe determinare una nuova percezione legata a danni e costi del cambiamento climatico. Una terza opzione è quella di togliere dalla dimensione nazionale alcuni elementi di sovranità, delegando i negoziati ad un nuovo organismo internazionale. Già lo spostamento dal livello nazionale a quello comunitario ha agevolato l'Europa a costringere i paesi membri ad un'azione più incisiva di quanto sarebbe successo se questi fossero stati impegnati in un dibattito interno. Ampliando il *pay-off* attraverso molteplici impegni e accordi internazionali, si potrebbero indebolire gli incentivi *free-riding*: ad esempio anche chi trae vantaggio del cambiamento climatico potrebbe trovarsi ad affrontare i costi dalla mancata riduzione delle emissioni attraverso tasse internazionali sul carbonio o discriminazioni commerciali generate da esportazioni ad alta intensità di carbonio. Anche l'accesso ai benefici derivanti dal trasferimento della tecnologia potrebbe essere agevolato nel contesto di un organismo internazionale. La progettazione e

l'implementazione di tale istituzione necessita tempo, ed è questo un serio ostacolo condiviso con le altre due opzioni discusse.

In ultima analisi si può affermare che, se anche un nuovo accordo basato su tutte queste considerazioni sarà inizialmente più difficile e lento da raggiungere, è anche vero che un approccio basato su Kyoto sarà in grado di determinare sicuramente un nuovo accordo, ma al prezzo di non fare nessun progresso significativo per affrontare il problema di fondo.



### **3. LE POLITICHE IN GIOCO**

#### **3.1 La politica climatica ed energetica dell'Unione Europea**

Nel corso degli ultimi anni, l'Unione Europea ha più volte ribadito come la lotta al cambiamento climatico rappresenti una linea d'azione da condurre in sinergia con le politiche di ristrutturazione del settore energetico. Il settore energetico è, ad oggi, la principale fonte di emissioni di CO<sub>2</sub> nell'UE, contribuendo per l'80% circa delle emissioni complessive. Dal 1990 al 2004 le emissioni relative a tale settore sono diminuite solo del 2,6% e le proiezioni per il 2010 rimangono piuttosto stazionarie, dato che si stima una riduzione di circa il 2% rispetto a quelle del 1990, causando, pertanto, il mancato raggiungimento degli obiettivi specifici previsti dall'accordo di Kyoto.

Va rilevato, però, che la situazione non appare così negativa se si considera tale riduzione in relazione al forte aumento della domanda energetica, pari al 14%, verificatosi nello stesso periodo nell'UE.

Come illustrato nel capitolo 1, l'Europa si caratterizza per uno stato di forte dipendenza energetica, dal momento in cui più del 50% dell'energia che consuma proviene da paesi extra-UE. Gran parte dell'energia consumata proviene dalla Russia, le cui dispute con i paesi di transito dell'energia hanno provocato, negli ultimi anni, ripetute interruzioni nelle forniture. L'UE è consapevole della necessità di tutelarsi nei confronti di eventuali emergenze energetiche, riducendo da un lato la dipendenza dalle importazioni di gas e idrocarburi e, dall'altro, proteggendo l'economia dalla volatilità dei prezzi energetici e dall'incertezza delle forniture.

Per tali ragioni la Commissione europea ha proposto un pacchetto, noto come "pacchetto del 20-20-20" approvato dal Consiglio europeo all'inizio del marzo 2007, completo di misure per istituire una nuova politica energetica finalizzata sia a rafforzare la sicurezza energetica e la competitività dell'UE, sia a combattere i cambiamenti climatici. Tra gli obiettivi prefissati vi è anche quello di realizzare un vero mercato interno dell'energia per dare agli utilizzatori finali dell'energia la possibilità di scegliere il proprio fornitore e per incentivare gli ingenti investimenti richiesti dal settore.

Le ultime proposte e decisioni dell'UE in campo energetico, climatico e ambientale sono frutto di un processo politico piuttosto lungo e articolato. Di seguito si procede alla descrizione delle politiche proposte e/o realizzate nel corso degli ultimi anni nei settori della sicurezza e dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili in generale e delle bioenergie in particolare.

In tema di sicurezza degli approvvigionamenti energetici due sono i documenti programmatici rilevanti a livello comunitario. Il primo è rappresentato dal Libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico" (CE, 2000), nel quale si delinea uno schema strategico con l'obiettivo principale di garantire la disponibilità fisica e costante dei prodotti energetici sul mercato, ad un prezzo accessibile a tutti i consumatori, nel rispetto dell'ambiente e di uno sviluppo sostenibile. Il successivo Libro verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" (CE, 2006), parte dalla constatazione di una serie di situazioni contingenti<sup>48</sup>, per proporre delle misure per una politica energetica più integrata in sei settori prioritari:

- la competitività ed il mercato interno dell'energia;
- la solidarietà degli stati membri in caso di minaccia alla sicurezza energetica;
- la diversificazione del mix energetico verso un modello più sostenibile ed efficiente;
- la lotta ai cambiamenti climatici;
- la promozione dell'innovazione;
- la politica energetica esterna comune.

Vengono in particolare identificati alcuni obiettivi strategici per la realizzazione di un mercato comune dell'energia con lo scopo principale di assicurare l'approvvigionamento energetico a costi contenuti e con maggiore continuità. Il mercato interno dell'energia svolge un ruolo importante nella sicurezza dell'approvvigionamento perché la legislazione in materia comprende anche obblighi di servizio pubblico per evitare interruzioni dell'approvvigionamento dell'energia. Inoltre, il mercato dell'energia potrebbe anche contribuire a realizzare alcuni obiettivi ambientali nel settore energetico in considerazione del fatto che le pressioni esercitate dal regime di concorrenza generano effetti positivi in termini di efficienza energetica. Il

---

<sup>48</sup> Tra le quali si rileva: i) l'aumento della dipendenza dell'UE dalle importazioni di prodotti energetici; ii) l'aumento dei prezzi di gas e petrolio; iii) l'aumento della domanda globale di energia con relativo aumento delle emissioni e della temperatura; iv) la necessità di investimenti per circa 1000 miliardi di euro nei prossimi 20 anni per sostituire le infrastrutture obsolete.

libro Verde si sofferma, poi, sulla necessità di incentivare la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie energetiche anche con lo scopo di migliorare la complessiva capacità competitiva dell'UE a livello internazionale.

In attuazione delle linee strategiche individuate nel Libro Verde, sono state elaborate numerose iniziative a livello europeo. Tra i documenti di maggiore rilevanza si trova la Direttiva 2004/67/CE per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, la quale costituisce un quadro comune per la definizione, a livello di singolo stato, di politiche trasparenti, non discriminatorie e compatibili con un mercato concorrenziale del gas. Collegato al tema della sicurezza energetica vi è quello dell'efficienza energetica. In tale ambito l'obiettivo generale è volto, da un lato, a diminuire la dipendenza energetica dell'UE e, dall'altro, a ridurre le emissioni di gas serra. Un esempio di strumento normativo che si inserisce nel contesto del miglioramento dell'efficienza energetica è la Direttiva 2004/8/CE che riguarda la promozione della cogenerazione<sup>49</sup>.

Successivamente, nel 2005, la Commissione adotta il Libro Verde sull'efficienza energetica "Fare di più con meno energia" (COM, 2005/256), in cui individua un potenziale non sfruttato di risparmio energetico di almeno il 20% dei consumi correnti, analizza gli ostacoli all'uso di tale potenziale e indica le possibili modalità per risparmiare energia. Da questo lavoro trae origine nel 2006 il "Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità" (CE, 2006) il quale prevede, nell'ipotesi di una sua completa attuazione, un risparmio su base annua di 100 miliardi di euro entro il 2020. Il maggior potenziale di risparmio energetico si ha nei settori residenziale e commerciale, per i quali le stime sul potenziale massimo di risparmio energetico sono del 27% e 30% rispettivamente. Per l'industria manifatturiera il potenziale globale è stimato al 25% circa, mentre per il settore dei trasporti si stima un potenziale massimo di risparmio pari al 26%.

Le misure principali riguardano la fissazione di requisiti di efficienza nella produzione, distribuzione e uso finale dell'energia, la promozione dell'innovazione attraverso il finanziamento degli investimenti in efficienza energetica, nonché la promozione di specifiche campagne di informazione per modificare i comportamenti di uso dell'energia.

---

<sup>49</sup> La cogenerazione ad alto rendimento accorpa in un solo processo due fasi altrimenti distinte, la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, accrescendo il rendimento complessivo ed assicurando risparmi energetici fino al 40%. L'energia del combustibile viene maggiormente sfruttata con un risparmio in termini energetici, economici e di emissioni in atmosfera.

Da ultimo si ricorda, in tema di efficienza energetica, i Certificati Bianchi (CB), strumento interessante nell'ottica di riduzione dei costi di adempimento alle normative. Il sistema dei CB si basa sull'obbligo, posto a carico delle imprese, di realizzare risparmi energetici secondo quantitativi annuali prestabiliti, a parità di servizi offerti. Il CB equivale ad una tonnellata di petrolio equivalente (Tep) risparmiata e ne attesta il risparmio. Ad oggi tale sistema è in vigore in alcuni paesi tra cui l'Inghilterra, la Francia e l'Italia.

Negli ultimi anni si è assistito ad un interesse crescente per le Fonti di Energia Rinnovabili (FER). Sono considerate rinnovabili quelle forme di energia generate da fonti il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future o che, per lo natura, si rigenerano o non sono esauribili nella scale dei tempi umani<sup>50</sup>. Alla base del crescente interesse vi è la considerazione che le fonti tradizionali (fossili) sono destinate ad andare incontro ad un inevitabile esaurimento e che queste fonti sono situate in regioni geopolitiche ad alta instabilità e ciò compromette la sicurezza degli approvvigionamenti. In aggiunta vanno considerate anche le istanze ambientali, dato che le FER consentono un abbattimento delle emissioni inquinanti<sup>51</sup>.

Nell'ambito delle fonti rinnovabili, numerosi sono gli interventi normativi e programmatici realizzati dall'UE a partire da metà degli anni '90. Nel '96 la Commissione europea adotta il Libro Verde "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" ponendosi l'obiettivo di realizzare, entro il 2010, il contributo del 12% dell'energia rinnovabile sul consumo lordo di energia (CE, 1996). Il raggiungimento dell'obiettivo avrebbe comportato una serie di vantaggi tra cui la diminuzione della dipendenza energetica dell'UE, la maggiore competitività nel campo delle nuove tecnologie del settore, la riduzione delle emissioni di gas serra, l'aumento dell'occupazione oltre che la riduzione dei costi di produzione e distribuzione legati alla diffusione di impianti destinati all'autoconsumo. Il successivo Libro Bianco "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" ribadisce l'obiettivo di fondo e quantifica i benefici: i) nella creazione di circa 900.000 nuovi posti di lavoro; ii) nel risparmio totale in costi di combustibili pari a circa 21 miliardi di euro nel periodo 1997-2010; iii) nella riduzione delle importazioni di combustibile per una quota pari al 17,4%; iv) nella

---

<sup>50</sup> Rientrano tra le fonti di energia rinnovabili il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e le biomasse.

<sup>51</sup> Si rileva a tal riguardo che anche la combustione delle biomasse è a bilancio nullo in quanto la quantità di anidride carbonica rilasciata equivale a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa.

diminuzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> di 402 milioni di tonnellate/anno entro il 2010. Il libro Bianco riconosce, al contempo, che l'obiettivo di sviluppo può essere realizzato tramite un contributo differenziato delle varie FER. L'aspettativa maggiore è riposta nelle biomasse (che dovrebbero raggiungere la quota dell'8,5% nel 2010), nell'energia eolica e nel solare termico. Contributi più modesti furono previsti per il geotermico, il fotovoltaico e le pompe di calore.

Parallelamente, uno stimolo alla produzione di energia da FER è derivato dalla Direttiva 96/92/CE del 1996 concernente "Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica". La Direttiva definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi ai bandi di gara, nel rilascio delle autorizzazioni, nonché nella gestione delle reti. Con riferimento alle FER, la Direttiva sancisce la necessità, per i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione, di assegnare priorità alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In attuazione della Direttiva, il Decreto legislativo 79/99 (Decreto Bersani) istituisce in Italia il meccanismo di mercato dei Certificati Verdi che costituisce un importante strumento di incentivazione delle FER (cfr. par 3.3).

È tuttavia la Direttiva 77/01/CE concernente "La promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" il primo intervento normativo esplicitamente rivolto alla creazione di un quadro normativo comunitario in materia di FER. La direttiva ribadisce l'obbligo del 12% di consumo interno lordo di energia da fonti rinnovabili entro il 2010, prescrivendo una quota pari ad almeno il 22,1% di elettricità prodotta a partire da FER sul consumo totale europeo di elettricità. Gli Stati membri si devono adoperare per garantire l'origine dell'elettricità prodotta, ridurre gli ostacoli normativi ed obbligare i gestori di rete a fornire una tariffazione per la distribuzione e la trasmissione dell'elettricità da FER che rifletta i vantaggi in termini di costi.

Al fine di raggiungere l'obiettivo prefissato a livello comunitario, la Direttiva prevede l'articolazione di obiettivi differenziati per ogni Stato membro. Il singolo Stato membro potrà, pertanto, scegliere i meccanismi di promozione più adeguati alla propria situazione produttiva, tra cui: i) gli aiuti agli investimenti, ii) le esenzioni e gli sgravi fiscali, iii) le restituzioni d'imposta, iv) i regimi a sostegno dei prezzi, v) i Certificati Verdi. Questi ultimi erano già stati introdotti in Italia con la Direttiva 96/92/CE, ed a

seguito di quest'ultima direttiva sono stati adottati, seppur con modalità e criteri differenti, anche in altri paesi (Belgio, Olanda, Danimarca e Gran Bretagna).

Esiste anche un altro sistema di certificati, quello dei *Renewable Energy Certificate System* (RECS), nato sempre nel 2001, al fine di sviluppare un mercato volontario internazionale. Ad ogni certificato è attribuito un valore economico che viene corrisposto al produttore e che rappresenta un mezzo di incentivazione per quegli impianti che non sarebbero in grado di produrre energia rinnovabile ad un costo competitivo rispetto a quelli basati su fonti tradizionali. I due sistemi dei CV e dei RECS sono ovviamente alternativi.

Con la Comunicazione "La quota di energia rinnovabile all'interno dell'UE" (COM, 2004), la Commissione si propone, coerentemente con le indicazioni della Direttiva 77/01/CE, di valutare l'effetto delle politiche comunitarie sull'incremento della produzione di energia da FER e il grado di raggiungimento dell'obiettivo per il 2010. Nel complesso la comunicazione rileva che le politiche sono solo parzialmente allineate all'obiettivo previsto per il 2010. Di fatto l'analisi ha verificato che è stato raggiunto un livello del 6,45% sul totale dell'offerta energetica primaria contro un obiettivo del 12% ed un tasso pari al 18% della produzione di energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili contro un obiettivo del 22,1%. La discrepanza tra dato effettivo ed obiettivo prefissato è da ricondurre, secondo la Commissione europea, a diversi fattori tra cui: i) la persistenza delle barriere amministrative; ii) le lunghe procedure di autorizzazione; iii) la mancanza di coordinamento tra gli organi amministrativi, iv) la mancanza di un quadro nazionale di riferimento solo parzialmente basato su criteri oggettivi non discriminatori relativamente alla quota di energia prodotta da FER. La Comunicazione rileva la necessità di rafforzare gli impegni soprattutto in materia di supporti finanziari, stimando un investimento lordo complessivo per i 15 paesi pari a 10-15 miliardi di euro l'anno per il raggiungimento dell'obiettivo. La Comunicazione del 2005 (COM, 2005) ribadisce ulteriormente la necessità di interventi ampi di supporto che non siano incentrati esclusivamente sugli aspetti economico-finanziari, ma che si inseriscano in un più ampio disegno di ottimizzazione dei sistemi nazionali.

**Tab. 3.1 – Gli obiettivi al 2020 per la quota di energia da FER per Stati membri dell’UE-27**

Stato membro	Quota % di energia da FER sul consumo finale	Obiettivo quota % di energia da FER sul consumo finale
	(2005)	(2020)
Austria	23,3	34
Belgio	2,2	13
Bulgaria	9,4	16
Cipro	2,9	13
Danimarca	17,0	30
Estonia	18,0	25
Finlandia	28,5	38
Francia	10,3	23
Germania	5,8	18
Grecia	6,9	18
Irlanda	3,1	16
Italia	5,2	17
Lettonia	32,6	40
Lituania	15,0	23
Lussemburgo	0,9	11
Malta	-	10
Paesi Bassi	2,4	14
Polonia	7,2	15
Portogallo	20,5	31
Regno Unito	1,3	15
Repubblica ceca	6,1	13
Repubblica slovacca	6,7	14
Romania	17,8	24
Slovenia	16,0	25
Spagna	8,7	20
Svezia	39,8	49
Ungheria	4,3	13

Fonte: Elaborazioni su CE (2009)

Tra i documenti più recenti in tema di FER vi è la “Tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili nel XXI secolo: costruire un futuro più sostenibile”, dove per la prima volta si propone l’obiettivo giuridicamente vincolante per l’UE della quota del 20% di energie rinnovabili sul consumo energetico complessivo per il 2020 (CE, 2006), obiettivo che diminuirà il consumo annuo di combustibili fossili di 250 Mtep entro il 2020. Dato che le proiezioni attuali indicano che l’obiettivo del 12%, fissato dal libro Bianco del 1997, non sarà raggiunto, la Commissione ritiene necessario fissare un certo numero di principi chiave per il futuro quadro politico<sup>52</sup>.

<sup>52</sup> Esso dovrebbe: i) essere basato su obiettivi obbligatori a lungo termine; ii) prevedere una maggiore flessibilità nel fissare gli obiettivi nei diversi settori; iii) comprendere gli impianti di riscaldamento e raffreddamento; iv) eliminare gli ostacoli ingiustificati all’utilizzo delle fonti rinnovabili; v) essere compatibile con il mercato interno dell’energia; v) considerare gli aspetti ambientali e sociali; vi)

Queste proposte sono state accolte nell'ultima Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 "Sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE". La direttiva definisce l'energia da fonti rinnovabili come l'energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. La vera novità è rappresentata dal fatto che essa stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e fissa, al contempo, obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia (tab. 3.1). Tali obiettivi nazionali generali obbligatori sono coerenti con l'obiettivo di una quota pari almeno al 20% di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia della Comunità nel 2020. Ogni Stato membro deve inoltre assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nello Stato. Gli Stati devono adoperarsi per adottare un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili da notificare alla Commissione entro il 30 giugno 2010 per l'approvazione.

Le politiche energetiche orientate alle bioenergie sono trattate nel paragrafo 3.3, dove vengono descritte le filiere agroenergetiche con le relative politiche europee, nazionali e regionali.

### **3.2 La Politica Agricola Comune e le bioenergie**

Gli obiettivi di politica energetica che coinvolgono il settore primario hanno trovato, nel corso degli anni, una sempre maggiore corrispondenza all'interno delle strategie della politica agricola, i cui obiettivi si sono andati a modificare nel tempo in relazione ad una profonda revisione cui è stata sottoposta la Politica Agricola Comunitaria (PAC).

Nel corso della sua evoluzione, la Politica Agricola Comunitaria ha subito profondi cambiamenti, in risposta alle continue trasformazioni dello scenario politico-economico europeo ed internazionale. Se oggi la PAC deve rispondere ad esigenze di qualità degli alimenti, di salvaguardia dell'ambiente e di coerenza con le politiche economiche internazionali, alla sua nascita, datata fine anni '50, essa mirava più semplicemente da  

---

assicurare il rapporto costi-efficacia delle politiche.



un lato, ad incrementare la produttività dell'attività agricola e, dall'altro, a garantire ai produttori l'ottenimento di redditi simili a quelli degli altri settori. L'impostazione prevedeva, un intervento comunitario basato su politiche di sostegno dei redditi degli agricoltori. A tal fine vennero istituite le Organizzazioni Comuni di Mercato (OCM), vale a dire dei regolamenti che consentivano di fissare per i prodotti agricoli prezzi unici in tutti i mercati europei, di concedere aiuti ai produttori del settore e di disciplinare gli scambi con i Paesi terzi.

Nel 1962, il Consiglio dei ministri europeo adottò i primi regolamenti per le OCM ed istituì il Fondo europeo di orientamento e garanzia (FEOGA), il quale finanziava le spese della PAC. La PAC si fondava pertanto, sulle misure per il sostegno diretto attraverso l'intervento sui prezzi, su un forte grado di protezione doganale e sulla fissazione del prezzo medio garantito. L'azione regolatrice, essendo basata sul prezzo, assunse la veste di un intervento accoppiato alla quantità prodotta che stimolava, di conseguenza, la produzione. Nella stessa direzione furono anche attivate, su base nazionale, misure di sostegno indiretto finalizzate a perseguire l'obiettivo della parità dei redditi tra quello agricolo e gli altri settori economici.

Nel primo decennio di funzionamento della PAC, tra il 1962 e il 1972, la produzione agricola comunitaria aumentò in modo considerevole, cominciando ad originare eccedenze strutturali, che non era possibile assorbire né sul mercato interno, né tramite gli sbocchi sul mercato mondiale. La spesa agricola lievitò a causa dei costi connessi allo smaltimento delle eccedenze accumulate e l'apice fu raggiunto negli anni '80 determinando l'esaurimento delle risorse della Comunità e vere e proprie crisi di bilancio. Si fece sempre più strada la necessità di una profonda revisione della politica agricola comunitaria, spinta dall'insostenibilità finanziaria della stessa.

Gli anni '90 hanno rappresentato per la PAC una lunga fase di transizione, che ha avuto come risultato una maggiore esposizione dell'agricoltura europea alla competizione sui mercati mondiali. La prima formulazione di una nuova fase di riforma fu avviata nel 1991 col documento "Evoluzione e futuro della PAC" (CE, 1991) e, nel maggio 1992, la riforma fu adottata con il nome di "Riforma Mac Sharry". Essa perseguiva il riallineamento dei prezzi comunitari e la formulazione di un sostegno al reddito attraverso pagamenti agli agricoltori di tipo disaccoppiato. In concreto, si accettava il principio di sostenere i redditi aziendali con aiuti privi di effetti sulla produzione e sulla

domanda e, dunque, non distorcenti nei confronti dei flussi commerciali internazionali. Il disaccoppiamento segnava il passaggio dal sostegno attraverso il prezzo (quindi proporzionato alla produzione ed incentivante la stessa), agli aiuti diretti al reddito, con il trasferimento dei costi dai consumatori al bilancio comunitario. Con la riforma Mac Sharry venivano varati alcuni regolamenti che facevano riferimento alle cosiddette misure di accompagnamento: con la “misura agroambientale” furono concessi premi annuali alle aziende che avessero introdotto tecniche di coltivazione o di allevamento compatibili con l’ambiente ed il paesaggio rurale.

Nel luglio del 1997 la Commissione presentò il documento “Agenda 2000”, un documento che delineava la visione della Commissione sulle sfide e sulle prospettive per l'UE nel periodo 2000-2006, all’interno del quale erano state sviluppate alcune considerazioni sulla PAC. Agenda 2000 partiva dalla considerazione del crescente valore che la società andava attribuendo all’ambiente naturale ed al ruolo peculiare ricoperto dalle aree rurali per la conservazione di spazi con un elevato valore ambientale e ricreativo. Si afferma il concetto del ruolo multifunzionale dell’agricoltura, che si riferisce alla capacità del settore primario di svolgere funzioni ulteriori rispetto a quelle della tradizionale fornitura di prodotti agricoli, riconducibili al contributo alla vitalità delle zone rurali, al mantenimento di una popolazione attiva ed insediata nelle aree rurali capace di assicurare una crescita ambientale e sociale sostenibile. Agenda 2000 affermava, inoltre, che il concetto di multifunzionalità acquisiva rilevanza anche come fattore di giustificazione del sostegno finanziario, soprattutto in considerazione del fatto che la PAC assorbiva risorse pari ad oltre il 50% del bilancio comunitario. Con Agenda 2000, si introdusse la misura della condizionalità: per la prima volta, si parlò di condizionare i sostegni al rispetto di alcuni standard ambientali. Ma la novità più sostanziale fu rappresentata dal Regolamento 1257/1999 che costituisce il riferimento normativo dello Sviluppo Rurale, sancendo la costituzione del cosiddetto “II Pilastro” della PAC, per il quale fu previsto un finanziamento aggiuntivo proveniente dalle risorse del “I Pilastro” attraverso il meccanismo noto come modulazione.

Agenda 2000 prevedeva una revisione di metà periodo del percorso intrapreso ed il 26 giugno 2003 venne approvata la riforma Fischler (Regolamento CE 1782/2003), detta anche *Mid-Term Review*. La *Mid-Term Review* si rivelò, tuttavia, una riforma più incisiva della stessa Agenda 2000. La PAC post-riforma si caratterizzava per: i) il

disaccoppiamento degli aiuti; ii) la condizionalità con l'osservanza di norme vincolanti in materia ambientale, di sicurezza alimentare e fitosanitaria, di benessere e salute degli animali; iii) la modulazione; iv) il rafforzamento del II pilastro della PAC (Sviluppo Rurale). Con la *Mid-Term Review* si introduce anche la nuova funzione dell'agricoltura, quella del “no food”, attraverso l'istituzione di un regime di aiuto alle colture energetiche erogato ad ettaro a condizione che i prodotti ottenuti venissero destinati alla produzione di energia termica, elettrica o meccanica e di biocarburanti e biocombustibili. Sempre su questa linea, si consentiva la possibilità di utilizzare i terreni *set aside* per l'impianto di colture energetiche. Un passaggio intermedio previsto nel percorso di assestamento della riforma Fischler del 2003, è rappresentato dall'*Health Check*. La revisione *Health Check*, decisa a novembre 2008, ha introdotto alcune novità di rilievo. Per prima cosa è stato previsto un raddoppio graduale, da qui al 2013, della percentuale di modulazione; in pratica il prelievo che grava sui pagamenti diretti superiori a 5 mila euro viene destinato allo sviluppo rurale. I fondi derivanti dall'aumento della modulazione obbligatoria resteranno allo Stato membro in cui sono prelevati e confluiranno nel II pilastro, con un tasso di cofinanziamento comunitario pari al 75%, tasso più elevato rispetto a quello tradizionalmente previsto per le politiche di sviluppo rurale. Queste risorse, gestite nell'ambito dello sviluppo rurale, saranno destinate a sei diverse tematiche:

- lotta al cambiamento climatico;
- sviluppo delle energie rinnovabili;
- miglioramento della gestione dell'acqua;
- tutela della biodiversità;
- misure di accompagnamento per il settore lattiero caseario;
- innovazione.

Il peso della politica energetica risulta pertanto potenziato dai maggiori finanziamenti, provenienti dalla rimodulazione, per le misure contenute nel pacchetto del II pilastro. L'analisi delle misure proposte all'interno della politica agricola, sia a livello di interventi sul mercato (I pilastro), che a livello di sostegno allo sviluppo delle aree rurali (II pilastro), mette in luce la sinergia che si è venuta a creare in questi anni tra la politica agricola e quella energetica.

Il primo incentivo a favore delle agro-energie, riconducibile al primo pilastro della PAC, è contenuto nella riforma stessa della PAC del 2003, la riforma Fischler (Reg. CE 1782/2003), con il quale è stato introdotto il regime di pagamento unico o disaccoppiato. In tema di promozione dei prodotti bioenergetici, il regolamento da un lato mantiene il regime di deroga alla coltivazione di colture energetiche per terreni sottoposti al regime di *set-aside* obbligatorio, e dall'altro, istituisce un regime di aiuti supplementare esplicitamente teso a favorire le colture energetiche, pari a 45 euro ad ettaro per tutte le superfici agricole, a condizione che i prodotti ottenuti siano destinati alla produzione di energia termica, elettrica o meccanica e/o di biocarburanti e biocombustibili. L'agricoltore che intende beneficiare di tale aiuto è tenuto a sottoscrivere un apposito contratto di coltivazione con un'industria di trasformazione che attesti la destinazione agro-energetica delle colture. L'aiuto, inizialmente previsto per un tetto massimo di 1,5 milioni di ettari, è stato esteso, nel dicembre 2006, ad una superficie massima di 2 milioni di ettari, compresi i nuovi dieci membri dell'UE. Questi ultimi, al momento della riforma della PAC, avevano dato applicazione al regime di pagamento unico, senza però beneficiare degli aiuti alle colture energetiche. Sempre in base alla riforma del 2006, al fine di promuovere il contributo delle colture pluriennali alla produzione di biomassa per l'energia, è stato stabilito che i paesi membri potessero assicurare un contributo nazionale all'impianto di specie pluriennali, per un valore massimo pari al 50% dei costi sostenuti sulle colture rientranti all'interno del regime di aiuto specifico per le colture energetiche.

Anche le regole generali del disaccoppiamento introdotto con il Regolamento CE 1782/2003 hanno indirettamente promosso le colture energetiche. La possibilità di coltivare qualunque prodotto nell'ambito del regime di Pagamento Unico, ha consentito, infatti, lo sviluppo di coltivazioni destinate alla biomassa anche al di fuori dei due regimi di intervento specifici. In questo caso la scelta di coltivare biomassa si basa, oltre che sulla possibilità del sostegno del pagamento unico, anche dalla possibilità di collocare sul mercato la materia agricola ottenuta in modo vantaggioso.

Con la revisione *Health check*, sono stati introdotti alcuni cambiamenti nella politica di incentivazione alle colture energetiche. Il disaccoppiamento è stato confermato e rafforzato, consentendo all'agricoltore di orientarsi, senza vincoli, verso le produzioni maggiormente richieste dal mercato e quindi anche verso le colture energetiche, qualora le condizioni di mercato rendano conveniente la loro coltivazione. Il *set aside* obbligatorio è stato, invece, soppresso. E' venuto meno pertanto lo stimolo alla coltivazione di colture energetiche sui terreni obbligatoriamente ritirati dalla produzione. Infine, anche l'aiuto alle colture energetiche di 45 euro ad ettaro è stato soppresso, a partire dal 2010 (Reg. CE 73/2009).

L'abolizione dell'aiuto alle colture energetiche non deve essere interpretato come un arretramento di interesse della PAC verso le energie rinnovabili provenienti da biomassa agricola. Anzi, con l'*Health Check* della PAC, l'interesse verso le agroenergie è stato rafforzato, ma sono stati modificati gli strumenti di incentivazione. L'UE ritiene, infatti, che l'incentivazione deve concentrarsi sulla domanda di energia rinnovabile e non sull'offerta di biomassa. In altre parole, l'incentivo alle biomasse agricole deve provenire dalla politica energetica, come ad esempio dal meccanismo dei Certificati Verdi e dall'obbligo di miscelazione dei biocarburanti nei carburanti di origine fossile. L'aumento della domanda di energia rinnovabile, stimolata dalla politica energetica, produrrà inevitabilmente un'incentivazione alla produzione di biomasse.

Rimanendo sempre nell'ambito delle misure afferenti al primo pilastro della PAC connesse alle politiche energetiche, si devono considerare quelle contenute nelle specifiche Organizzazioni Comuni di Mercato (OCM), in particolare nell'OCM zucchero e OCM vino (quest'ultima viene trattata estesamente nel paragrafo 3.4). Per quanto riguarda l'OCM zucchero, invece, vale qui la pena di ricordare che la sua recente riforma nel febbraio del 2006 genera dei potenziali riflessi sulla produzione di biomassa a scopo energetico. Ciò per diversi motivi: i) svincola, attraverso il regime di pagamento unico, l'ottenimento del sostegno dalla produzione e determina una maggior disponibilità di terreni per le colture più competitive; ii) include la produzione di barbabietola nelle deroghe relative al *set aside*; iii) permette alle industrie saccarifere che devono riconvertirsi l'accesso ad una serie di aiuti che possono facilitarne lo sviluppo nel settore bioenergetico (misure degli Assi I e III del regolamento dello Sviluppo Rurale 1698/2005).

Un altro mezzo di incentivazione delle agro-energie è rappresentato dalla politica di Sviluppo Rurale, che si attua attraverso i Programmi di Sviluppo Rurale (PSR). Con la riforma di Agenda 2000, abbiamo visto come si sia sviluppato un nuovo concetto di agricoltura multifunzionale, sostenibile e competitiva a cui viene riconosciuta la potenzialità nel fornire fonti energetiche alternative, contribuendo contemporaneamente agli obiettivi della lotta al cambiamento climatico.

Il regolamento CE 1257/1999, scaturito da Agenda 2000, costituisce un importante contributo al processo di cambiamento, aprendo possibilità di nuovi sbocchi sul mercato ai prodotti agricoli e forestali e promuovendo la diversificazione delle attività del settore primario. Tuttavia non è ancora presente un chiaro riferimento alle finalità energetiche delle attività agricole e forestali.

È attraverso la riforma di medio termine del 2003 che si rafforza il riconoscimento del ruolo multifunzionale del settore primario e della sua capacità di innescare sinergie con gli obiettivi delle politiche ambientali ed energetiche. L'ultimo regolamento CE 1698/2005 presenta, infatti, una rilevante dimensione ambientale, tanto che alla tutela e miglioramento dell'ambiente e del territorio è stato dedicato l'intero Asse II delle misure di intervento. Vengono evidenziate in maniera esplicita, le interconnessioni con la politica energetica attraverso una serie di misure dei quattro Assi di intervento che si traducono in una serie di opportunità per il settore rurale, contribuendo contemporaneamente al raggiungimento degli obiettivi generali di politica energetica. All'interno delle priorità di ogni singolo asse di intervento, si individuano infatti le seguenti azioni:

- nell'Asse I, "Miglioramento della competitività del settore agricolo"; lo sviluppo di nuovi sbocchi per i prodotti agricoli e silvicoli, come ad esempio lo sviluppo di materiali energetici rinnovabili e biocarburanti;
- nell'Asse II, "Miglioramento dell'ambiente e del paesaggio", lo sviluppo di energie rinnovabili e di materie prime per la filiera bioenergetica nell'ambito della lotta al cambiamento climatico;
- nell'Asse III, "Miglioramento della qualità della vita e diversificazione dell'economia rurale"; lo sviluppo dell'offerta e l'uso innovativo di fonti di energia rinnovabile per contribuire a creare nuovi sbocchi per i prodotti agricoli e silvicoli, a offrire servizi locali e a diversificare l'economia rurale.

**Fig. 3.1 – Le misure del PSR in tema di agroenergie**

Tipi di operazioni	Misure	Effetti potenziali
Produzione di biogas da rifiuti organici (produzione aziendale e locale)	<p><i>Misura 121</i>: ammodernamento delle aziende agricole</p> <p><i>Misura 311</i>: diversificazione in attività non agricole</p>	Sostituzione dei combustibili fossili, riduzione del metano (CH <sub>4</sub> )
Colture energetiche perenni (bosco ceduo a rotazione rapida e piante erbacee)	<p><i>Misura 121</i>: ammodernamento delle aziende agricole</p>	Sostituzione dei combustibili fossili, sequestro del carbonio, riduzione del protossido di anoto (N <sub>2</sub> O)
Produzione di energia rinnovabile da biomasse agricole/forestali	<p><i>Misura 121</i>: ammodernamento delle aziende agricole</p> <p><i>Misura 123</i>: accrescimento del valore aggiunto dei prodotti agricoli e forestali</p> <p><i>Misura 124</i>: cooperazione per lo sviluppo di nuovi prodotti, processi e tecnologie nei settori agricolo e alimentare e in quello forestale</p> <p><i>Misura 311</i>: diversificazione in attività non agricole</p> <p><i>Misura 312</i>: sostegno alla creazione e allo sviluppo delle imprese</p>	Sostituzione dei combustibili fossili
Impianti/Infrastrutture per l'energia rinnovabile da biomassa ed altre fonti di energia rinnovabile (energia solare ed eolica, energia geotermica)	<p><i>Misura 311</i>: diversificazione in attività non agricole</p> <p><i>Misura 312</i>: sostegno alla creazione e allo sviluppo delle imprese</p> <p><i>Misura 321</i>: servizi essenziali per l'economia e la popolazione rurale</p> <p><i>Misura 125</i>: infrastrutture connesse allo sviluppo e all'adeguamento dell'agricoltura e della silvicoltura</p>	Sostituzione dei combustibili fossili

Informazioni e divulgazione di conoscenze connesse alle energie rinnovabili	<p><i>Misura 111</i>: azioni nel campo della formazione professionale e dell'informazione</p> <p><i>Misura 331</i>: formazione ed informazione</p>	Sensibilizzazione e diffusione delle conoscenze e in tal modo, indirettamente, aumento dell'efficienza delle altre operazioni connesse alle energie rinnovabili
---	--	---

Fonte: Elaborazioni

Il sostegno nell'ambito dell'asse IV (LEADER) offre la possibilità di combinare tutti e tre gli obiettivi, ossia la competitività (Asse I), la tutela dell'ambiente (Asse II) e la qualità della vita (Asse III) attraverso la diversificazione.

Nei Piani di Sviluppo Rurale (PSR) da attuarsi a livello regionali, gli stati membri specificano, attraverso una serie di misure ed azioni, cosa potrà essere finanziato dal FEASR su di un dato territorio. La programmazione per lo sviluppo rurale 2007-2013 include alcune misure prioritarie per stimolare gli investimenti nel settore delle agro-energie (tab. 3.2), tra cui in particolare:

- Misura 121 "Ammodernamento delle aziende agricole", in cui sono previsti aiuti agli investimenti aziendali nel settore della produzione di biomasse (es. macchine agricole) e loro trasformazione aziendale in energia (es. impianti di biogas);
- Misura 123 "Accrescimento del valore aggiunto dei prodotti agricoli e forestali", in cui i PSR possono concedere contributi per investimenti per la trasformazione di biomasse in energia, da parte di imprese agroindustriali o cooperative di agricoltori;
- Misura 311 "Diversificazione in attività non agricole), in cui sono previsti incentivi alla creazione di microimprese nel settore agro-energetico;
- Misura 321 "Servizi essenziali per l'economia e la popolazione rurale", in cui i PSR possono concedere contributi per la realizzazione di infrastrutture nelle zone rurali nel settore agro-energetico (es. reti di distribuzione dell'energia)

Con l'*Health Check* della PAC, la politica di sviluppo rurale a favore delle energie rinnovabili è stata ulteriormente potenziata sia tramite maggiori risorse finanziarie provenienti sia dalla modulazione, sia per mezzo di una strategia più mirata che indirizzi



queste maggiori risorse esclusivamente nella realizzazione di operazioni compatibili con la valorizzazione energetica delle colture agricole.

Entro il 30 giugno 2009, gli Stati membri devono modificare i Piani Strategici Nazionale (PSN) e le Regioni devono rivedere i PSR per includere gli incentivi previsti dalle nuove sfide ed in particolare per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

### **3.3 La politica di filiera delle agro-energie**

La Direttiva CE 28/2009 definisce la biomassa come “la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”; i bioliquidi come “combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l’elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa” ed i biocarburanti come “carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa”.

Le definizioni includono una vasta gamma di materiali, che si possono presentare in diversi stati fisici e che possiedono un ampio spettro di poteri calorifici. In funzione del tipo di biomassa e della tecnologia più appropriata per la valorizzazione energetica, è possibile adottare una pluralità di soluzioni impiantistiche. In particolare si possono considerare due principali tipi di soluzioni tecniche: i) la combustione diretta della biomassa e dei bioliquidi con ossidazione totale ad alta temperatura; ii) la trasformazione della biomassa in biogas e successiva combustione del biogas.

In alternativa alla prima soluzione, è possibile anche l’ossidazione parziale della biomassa, mediante processi di gassificazione, pirolisi e carbonizzazione, per trasformare il substrato in sottoprodotti solidi, liquidi e gassosi più puri, combustibili completamente in un passaggio successivo. Escludendo le fasi preliminari di trattamento della biomassa, gli impianti termoelettrici alimentati a biomasse sono abbastanza simili a quelli alimentati con combustibili tradizionali.

Il biogas è una miscela di gas risultante dalla digestione anaerobica della sostanza organica, costituita principalmente da metano, anidride carbonica ed, in misura residuale, idrogeno, ossigeno, composti azotati e solforati. La legislazione comunitaria (Direttiva 77/2001) include tra il biogas: i gas di discarica, i gas residuati dai processi di depurazione e i biogas. Tutti e tre i tipi di gas sono dei biogas, ma la loro distinzione

mette in evidenza i tipi di matrici organiche da cui il biogas può essere prodotto che sono: i) la frazione organica rifiuti urbani presente in discarica; ii) i fanghi di depurazione; iii) le deiezioni animali, gli scarti di macellazione, gli scarti organici agro-industriali, i residui colturali e colture energetiche. Tra i residui colturali e scarti organici agro-industriali possono rientrare i residui di potatura delle vigne, nonché fecce e vinacce, mentre tra le colture ad uso energetico, in via ipotetica, può rientrare anche la vite. A tal riguardo, come sarà affrontato nel capitolo 4, le sperimentazioni effettuate hanno rivelato che la percentuale di metano nel biogas ottenuto da vinacce è addirittura più elevata di quella del biogas ottenuto da altri substrati e che il processo di digestione si caratterizza per una maggiore rapidità.

Gli impianti alimentati da biogas prodotto dalle discariche di rifiuti urbani si compongono di tre sezioni: una sezione di estrazione del biogas, una sezione di condizionamento e di una sezione di produzione dell'energia elettrica ed una torcia di sicurezza per bruciare il biogas non combusto nella sezione di produzione energetica. Nel caso dei biogas non derivanti da discarica, lo schema impiantistico prevede, al posto della sezione di estrazione, una sezione di produzione (digestore) e raccolta (gasometro) del biogas, poi inviato ai gruppi elettrogeni per produrre energia elettrica.

A livello di azienda agricola, il biogas ottenuto può essere usato principalmente in tre modi: nella combustione in caldaia; nella co-generazione; nella tri-generazione.

Con la combustione in caldaia si produce acqua calda che viene innanzitutto utilizzata nella termostatazione del digestore al fine di garantire la stabilità del processo e secondariamente impiegata nelle eventuali utenze aziendali. Nella co-generazione il biogas è impiegato come combustibile in motori a ciclo otto o diesel, opportunamente modificati, ottenendo energia elettrica e energia termica: la prima viene prodotta dall'alternatore accoppiato dal volano motore; la seconda proviene da un sistema di recupero termico che consente di raggiungere un'efficienza energetica del sistema superiore al 90%. Nella tri-generazione, si abbina il co-generatore con un gruppo frigorifero che consente di produrre acqua refrigerata. Si tratta comunque di una applicazione ancora poco presente in agricoltura.

In prospettiva, inoltre, si sta valutando l'alternativa di utilizzare il biogas per l'autotrazione o per l'uso civile immettendolo nella rete distributiva del metano, nel qual caso sarebbe però necessario un processo di eliminazione dell'anidride carbonica.

L'utilizzazione energetica delle biomasse e dei biocarburanti presenta dei vantaggi e degli svantaggi a livello globale, locale ed aziendale (Fig. 3.2).

Innanzitutto, contribuisce a risolvere il problema di approvvigionamento energetico, oltre che problemi di natura ambientale. Le biomasse sono, infatti, una risorsa rinnovabile, nonché disponibile ovunque a differenza di altre FER quali l'eolico e l'idroelettrico. L'utilizzazione delle biomasse non contribuisce all'effetto serra perché, dato che, la quantità di CO<sub>2</sub> rilasciata durante la decomposizione è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa. Anzi nel caso del biogas il vantaggio deriva anche dall'intercettazione del metano che è un gas serra ancora più potente dell'anidride carbonica.

Alla luce degli obiettivi delle politiche, le differenti soluzioni alternative dovrebbero essere valutate proprio rispetto ai contributi ambientale ed energetico che esse sono in grado di fornire, espressi rispettivamente in termini di copertura del fabbisogno energetico e contributo alla riduzione di gas-serra. In tal senso si deve dire che il reale contributo energetico e ambientale che le bioenergie sono in grado di fornire non è affatto univoco, dipendendo dalla materia prima utilizzata e dal processo di produzione. Infatti, lungo tutta la filiera, dal campo coltivato al consumo finale, la produzione di bioenergia richiede essa stessa energia e, quindi, contribuisce a sua volta ad incrementare l'emissione di gas-serra. Si deve quindi considerare l'intero ciclo di vita del prodotto (*Life Cycle Assessment, LCA*) e calcolare, caso per caso, gli indicatori netti di valutazione del contenuto energetico netto (*Eroi*) e di riduzione netta di emissioni (*GHG saving*).

**Fig. 3.2 – L'impatto delle filiere agro-energetiche rispetto alle diverse scale di indagine**

<i>Scala globale</i>	<i>Scala territoriale</i>	<i>Scala aziendale</i>
Biodiversità	Conservazione del suolo	Conservazione della fertilità dei terreni
Bilancio CO <sub>2</sub>	Tutela delle risorse idriche	Esigenze energetiche aziendali
Altre emissioni in atmosfera	Valori ricreativi e paesaggistici	Cambiamenti degli ordinamenti produttivi
Bilancio energetico	Rischi di incendio	Disponibilità mezzi di produzione

Fonte: Elaborazioni

Esistono, inoltre, interrogativi di natura etico-sociale, dal momento in cui si sceglie di dedicare la produzione agricola alla destinazione energetica piuttosto che alimentare in un contesto globale caratterizzato dal problema della fame. Tuttavia, anche sotto questo aspetto, vi sono delle soluzioni meno problematiche: ad esempio alcune bioenergie non pongono il problema della competizione per l'uso alimentare delle risorse agricole, essendo basate su sottoprodotti o scarti, ed anzi consentono all'agricoltore di ricavarne maggiore beneficio economico per mezzo di una minore intermediazione del settore della trasformazione industriale.

Queste sono le criticità delle bioenergie a livello globale, poi ci sono le conseguenze a livello locale. Abbiamo visto come in Europa si sia modificato il concetto della funzione dell'agricoltura che si è esteso alla tutela del territorio e dell'ambiente e alla promozione della vitalità economica e culturale delle aree rurali. Il territorio acquista così piena centralità nell'ambito delle strategie di pianificazione. In questo modello, rispetto alla scelta dei grandi impianti appare preferibile una produzione energetica caratterizzata dalla diffusione sul territorio di impianti di piccola taglia (la cosiddetta generazione distribuita), che consente un'offerta energetica legata al territorio, secondo il modello della filiera corta, capace di soddisfare una domanda ugualmente radicata nel territorio e allo stesso tempo generare opportunità di diversificazione/integrazione del reddito per le imprese agricole e nuove opportunità occupazionali e di sviluppo per le comunità locali.

Le potenzialità di questa scelta possono giungere, inoltre, alla creazione di veri e propri distretti agro-energetici, in grado di garantire l'autosufficienza energetica attraverso l'impiego di fonti rinnovabili di origine agricola situate esclusivamente nell'ambito territoriale considerato e mediante l'adozione di tecnologie efficienti negli usi finali. La possibilità di produrre e di consumare l'energia a livello locale, come potrebbe avvenire nel contesto di un distretto agro-energetico costituisce l'espressione concreta di quell'assunto essenziale, in base al quale deve essere l'imprenditore agricolo a beneficiare del valore aggiunto derivante dall'energia da lui prodotta.

Tuttavia a fronte di questa funzione di tutela del territorio e delle aree rurali, le bioenergie pongono delle perplessità di carattere ambientale. È infatti aumentata la preoccupazione riguardo agli impatti ambientali, in termini di inquinamento ed elevati consumi energetici diretti o indiretti, che alcune fasi delle filiere possono produrre. In

Europa esiste una notevole eterogeneità di modelli agricoli, oltre che di possibilità di fruizione del territorio rurale a scopo agro-energetico e sono, quindi, molteplici i fattori da considerare per la valutazione dell'impatto della produzione di energia sugli ordinamenti agricoli. Solo per fare un esempio, l'utilizzo dei terreni ritirati dalla produzione per la coltivazione di biomassa per biocarburanti solleva parecchie perplessità riguardanti l'impatto sulla biodiversità, sull'inquinamento idrico e sul degrado del suolo.

Infine, a livello della singola azienda agricola, i parametri che devono essere presi in considerazione per accertare l'effettiva sostenibilità delle colture per la produzione di biomassa a destinazione energetica nell'ambito del proprio ordinamento produttivo sono ancora differenti. L'opportunità di convertire i terreni destinati ad altre colture in colture energetiche costituisce un interrogativo principale, alla cui soluzione intervengono fattori tecnici (vocazionalità del territorio), economici (investimenti necessari per le colture e per le attrezzature specifiche, costi e ricavi attesi, sicurezza di conferimento dei prodotti energetici legati agli input colturali e all'andamento dei mercati dei prodotti agricoli), organizzativi (fabbisogno complessivo di lavoro umano e la sua distribuzione nel corso delle differenti stagioni dell'anno; la disponibilità di mezzi meccanici aziendali idonei; la presenza di contoterzismo specialistico) e politici (sostegno che lo Stato destina allo sviluppo delle filiere agroenergetiche). Nel momento in cui le agroenergie diventano un buon affare, è il profitto la motivazione più convincente ad intraprendere queste iniziative. Il ruolo delle politiche delle bioenergie è molto importante in quanto consiste proprio nell'abbassare la linea di pareggio, vale a dire la linea di convenienza economica al di sopra della quale il business genera margini operativi positivi, allo scopo di rendere profittevole la produzione di bioenergia quando altrimenti non lo sarebbe. Le aziende che si applicano in questo campo scoprono anche il vantaggio del risparmio ed il pericolo di rimanere indietro, soprattutto quando, in periodi di crisi come l'attuale, è necessario cercare incrementi d'efficienza ovunque.

Ad oggi sono proprio gli elevati costi di investimento a limitare questo settore, oltre al costo della materia prima, che a differenza delle altre FER (acqua, energia solare, vento) non è gratuita ma deve essere acquisita sul mercato.

Dopo aver introdotto la filiera agro-energetica e relative criticità, si prosegue ora a presentare le politiche pertinenti a livello comunitario, di singoli stati membri e

nazionale, e ad illustrare lo stato dell'arte della produzione di energia da biomasse nei vari livelli.

Iniziando dalle politiche comunitarie, si nota come nel corso degli ultimi anni sono stati pubblicati numerosi documenti sia di carattere programmatico che normativo. La Direttiva 2003/30/CE sulla "Promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti" impone agli Stati membri di utilizzare la quota minima di biocombustibili pari al 2% dell'energia contenuta nella benzina e nel diesel immesso sul mercato entro il 31 Dicembre 2005 e ad aumentare tale percentuale fino a raggiungere il 5,75% entro il 31 Dicembre 2010. In tale contesto, occorre precisare che il settore dei trasporti non è sottoposto a nessun vincolo di riduzione delle emissioni, pur essendo responsabile del progressivo aumento, pertanto l'introduzione dell'obbligo di una quota di biocarburanti è apparso necessario al fine di coinvolgere il settore dei trasporti nelle politiche di lotta ai cambiamenti climatici. Il provvedimento si inserisce, inoltre, tra le politiche per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e per la riduzione della dipendenza della Comunità dall'energia importata.

Secondo quanto riportato dal rapporto della Commissione sullo stato di attuazione degli obiettivi di espansione dei biocarburanti e delle bioenergie negli Stati membri (CE, 2006), al 2005 i biocarburanti sono utilizzati in 17 dei 21 Stati membri di cui sono disponibili i dati e la quota di mercato raggiunta è stimata intorno all'1%, ancora lontana dal valore del 2% posto come obiettivo di riferimento per il 2005. Il rapporto propone alcune azioni per avvicinarsi all'obiettivo quali: i) l'aumento dell'obbligo di miscelazione dei biocarburanti, ii) la realizzazione di biocarburanti BTL di nuova generazione, iii) l'etichettatura ecologica, iv) la differenziazione dei prezzi, v) la promozione della qualità ambientale attraverso l'educazione, vi) le cauzioni a garanzia del rispetto delle prestazioni ambientali. Infine si arriva alla Direttiva 2009/28/CE che impone, come già rilevato in precedenza, ad ogni Stato membro di assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno pari al 10 % del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nello Stato.

Nell'ambito delle biomasse non troviamo nessun atto normativo specifico: le Direttive 77/01/CE e 2009/28/CE si riferiscono infatti alle FER nel complesso tra cui comunque rientrano le biomasse ed il biogas. L'unico documento dedicato è il "Piano d'azione per la biomassa" (CE, 2005), in cui la Commissione sostiene che nell'UE il 4% del

fabbisogno energetico è attualmente soddisfatto dalla biomassa e che, se si sfruttasse l'intero potenziale di tale risorsa, di qui al 2010, tale valore potrebbe più che raddoppiare, rispettando le buone pratiche agricole, mantenendo una produzione di biomassa sostenibile sotto il profilo ambientale e senza riflessi significativi sulla produzione interna di prodotti alimentari. Il Piano, se implementato, potrebbe portare i seguenti vantaggi in termini ambientali, economici e di sicurezza dell'approvvigionamento:

- la diversificazione dell'offerta energetica in Europa, con un aumento del 5% della quota delle fonti rinnovabili d'energia e una riduzione dal 48% al 42% del livello dell'energia importata;
- la riduzione delle emissioni responsabili dell'effetto serra di 209 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>e all'anno;
- l'occupazione diretta di 250-300.000 addetti, principalmente nelle aree rurali;
- l'eventuale pressione al ribasso sul prezzo del petrolio.

Concentrando ora l'attenzione sulla situazione italiana, si può vedere come la filiera agro-energetica sia caratterizzata da uno stato di scarsa consolidazione: mancano infatti dei veri e propri distretti territoriali caratterizzati da una stretta connessione tra le fasi di produzione, lavorazione, trasformazione e distribuzione della biomassa e/o dell'energia ottenuta. Tra le maggiori difficoltà incontrate nella realizzazione delle filiere agro-energetiche vi è quella di riuscire a mettere in piedi consorzi o associazioni di impresa tra produttori agricoli, industriali e imprese di servizi per la fornitura e prima lavorazione delle biomasse o per la gestione e manutenzione degli impianti e la distribuzione dell'energia.

Questa situazione ha reso il settore delle biomasse bisognoso di supporto, coordinamento e promozione, in quanto più complesso ed articolato rispetto agli altri settori delle energie rinnovabili, ed a tale scopo si inseriscono gli interventi programmatici e normativi nazionali e regionali.

L'interesse dell'Italia per l'utilizzo delle bioenergie matura alla fine degli anni 90, parallelamente alla liberalizzazione del mercato energetico e al recepimento dell'accordo di Kyoto. Nel 1998 il Ministero delle Politiche agricole elabora il "Programma nazionale energia rinnovabile da biomasse" (PNERB), che traccia le linee per lo sviluppo del settore in uno scenario proiettato al 2010-2012. Gli obiettivi del

programma, che si basava su azioni in parte finanziate con fondi europei, erano quelli di passare dagli allora 2-3 Mtep/anno di energia da biomasse a 8-10 Mtep/anno al 2010, nella convinzione che se si fossero create le condizioni di sbocco sul mercato attraverso il potenziamento della filiera, l'aumento della superficie agricola destinata a coltivazioni no food avrebbe potuto raggiungere i 400.000 ettari. A tale scopo, con il suo primo programma di attuazione, si finanziavano le azioni finalizzate ad organizzare le filiere per la produzione di biocombustibili solidi ad usi elettrici e termici e di biocarburanti per l'autotrazione e per il riscaldamento. Si promuovevano nelle aziende agricole il risparmio energetico e lo sviluppo di nuovi utilizzi delle biomasse, mentre gli impianti già esistenti potevano essere incentivati attraverso il meccanismo CIP 6/92.

Il successivo "Programma nazionale biocombustibili" (PROBIO), nato nel 1999 e tuttora in corso, ha aperto il finanziamento a progetti regionali ed interregionali per lo sviluppo delle filiere locali riguardanti i biocombustibili liquidi e solidi. In generale, le regioni del Centro-Nord hanno beneficiato in modo maggiore dei fondi e, nello specifico, i progetti hanno interessato: i) le filiere erbacea ed arborea ai fini della produzione di energia termica e la creazione di reti di teleriscaldamento alimentate a cippato; ii) le oleaginose per la produzione di biodiesel da impiegare in impianti di riscaldamento civile o per autotrazione; iii) i liquami zootecnici per la produzione di bogas.

Il percorso normativo per l'incentivazione all'utilizzo di combustibili da biomassa per la produzione di energia elettrica comincia all'inizio degli anni '90 con le leggi 9/91 e 10/91. La legge 9/91 realizza una parziale liberalizzazione della produzione dell'energia elettrica, aprendo così il mercato alla produzione di energia elettrica da FER. Parallelamente, la legge 10/91 definisce le risorse rinnovabili e assimilate alle rinnovabili e prevede una serie di misure rivolte al pubblico ed ai privati per incentivare l'uso delle FER, attraverso contributi in conto capitale (ad esempio fino all'80% per gli impianti fotovoltaici). In attuazione delle leggi 9/91 e 10/91, è stato emanato il provvedimento CIP 6/92 che introduce un sistema di incentivi riconosciuti in tariffa al produttore per la cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate. Nel frattempo entra in azione il primo programma di attuazione del PNERB con il decreto legislativo 173/98 e il decreto del MIPAF 401/99 che stabiliscono un regime di aiuto per la valorizzazione energetica delle biomasse,



definendone le modalità per la concessione. Sempre del 1998 è la “*carbon tax*” (legge 448/98) con cui si introduce la tassazione sulle emissioni di anidride carbonica allo scopo di disincentivare l’uso di prodotti energetici ad alto contenuto di carbonio e rendere più competitivo l’uso di fonti di energia rinnovabile. La successiva legge finanziaria 2001 ha poi stabilito che, a partire dal 2002, il 3% delle maggiori entrate derivanti dall’applicazione della *carbon tax* affluisse in un fondo destinato a finanziare programmi nazionale e regionali per la riduzione delle emissioni, l’efficienza energetica, la diffusione delle FER e l’assorbimento dell’anidride carbonica.

Alla fine degli anni 90, comunque, la norma che maggiormente incentiva la diffusione delle FER è rappresentata dal Decreto legislativo 79/99 (il cosiddetto decreto Bersani) di adozione della Direttiva 96/92/CE sulla liberalizzazione del settore elettrico per la realizzazione di un mercato unico. In sostanza viene introdotto l’obbligo, per i produttori ed importatori di più di 100 GWh/anno di energia elettrica prodotta con fonti convenzionali, di immettere in rete una quota annuale di energia prodotta da fonti rinnovabili, comprese le biomasse, o immettendo energia rinnovabile da loro prodotta o acquistando, in tutto o in parte, i Certificati Verdi, ovvero titoli rilasciati dal GSE ai produttori di energia da fonti rinnovabili, che hanno ottenuto la qualifica IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili). Dal momento che le FER non sono ancora competitive rispetto alle fonti tradizionali, i CV rappresentano una remunerazione degli investimenti in questo settore. Inizialmente il decreto prevedeva una percentuale di introduzione obbligatoria del 2% dell’energia elettrica prodotta o importata da fonte convenzionale, innalzata a partire dal 2004 dello 0,35% annuo (d.lgs. 387/03) fino al 2006 ed incrementata ulteriormente dello 0,75% annuo nel periodo 2007-2012 (l. 244/07). La taglia dei diritti di produzione è fissata a 1 MWh/CV dalla legge finanziaria 2008, che estende a 15 anni la durata del diritto, mentre il valore del CV varia in funzione del mercato e del prezzo dell’energia (a marzo 2007 il prezzo era pari a 125,28 euro/MWh IVA esclusa).

Un’altra fonte normativa molto importante nell’ambito delle FER è costituito dal decreto legislativo 387/03 di attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da FER. Il decreto, oltre ad innalzare la quota di FER da immettere nella rete nel periodo 2005/2007, introduce specifiche misure per alcune FER come il fotovoltaico e le biomasse, prevede agevolazioni specifiche per

impianti di piccola taglia quali l'obbligo di ritiro a condizioni agevolati ed il servizio di "scambio sul posto" e semplifica le procedure autorizzative. Lo "scambio sul posto" rappresenta un servizio commerciale che consente di depositare virtualmente in rete l'energia prodotta ed non immediatamente auto consumata, in modo che possa essere prelevata nei tre anni successivi per la copertura dei propri consumi, pagando in questo modo al Gestore il solo prelievo netto di energia.

Segue poi la legge 239/04 sul "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" che definisce gli obiettivi di politica energetica nazionale, individua le competenze dei soggetti presenti sui mercati dell'elettricità e del gas, ed introduce ulteriori fonti ed impianti a cui viene riconosciuto il diritto al rilascio dei CV.

Ai due interventi legislativi che costituiscono i punti saldi della normativa italiana sulle FER, seguono una serie di delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), che attuano le disposizioni contenute nelle due norme a favore dei piccoli impianti di produzione di energia elettrica in particolare da FER e cogenerazione.

Gli interventi normativi degli ultimi anni si trovano nelle leggi finanziarie del 2007 e del 2008. La prima, prevede la concessione di finanziamenti ed incentivi pubblici di competenza statale, inclusi i CV, solo per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e non più dai rifiuti che non includano la frazione biodegradabile.

La Finanziaria 2008 introduce alcune modifiche al sistema dei CV e l'interessante alternativa della "tariffa onnicomprensiva". Nell'ambito dei CV si prevede:

- il differenziamento della quantità di CV attribuiti all'impianto in base al tipo di fonte tramite un fattore di moltiplicazione;
- l'estensione a 15 anni della durata dei diritti assegnati agli impianti IAFR entrati in esercizio dal 1 gennaio 2008;
- l'aumento della percentuale di incremento annuo della quota di FER da immettere in rete, pari al 0,75% annuo dal 2007 al 2012.

In alternativa è prevista la possibilità per impianti di potenza inferiore a 1 MW elettrico di uscire dal mercato dei CV, adottando la soluzione della tariffa onnicomprensiva, al fine di proteggere gli operatori economicamente più deboli dalla concentrazione della domanda dei CV. Per quanto riguarda il valore della tariffa onnicomprensiva, la legge

99/09 riconosce 0,28 €/KWh agli impianti alimentati a biogas, biomasse e oli vegetali puri (tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/2009) ed una tariffa inferiore, pari a 0,18 €/KWh per l'energia da gas da discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi che non rientrano tra gli oli vegetali puri tracciabili secondo il regolamento europeo.

La valorizzazione a fini energetici delle biomasse viene realizzata anche attraverso finanziamenti a bando nell'ambito dei Piani energetici ambientali regionali (PEAR), dei Piani Forestali regionali (PFR), dei Piani di Sviluppo Rurale (PSR), oltre che dei programmi nazionali. I PEAR sono stati elaborati nel 2001 nell'ambito della Conferenza istituzionale per il coordinamento delle politiche regionali finalizzate alla riduzione dei gas serra. Con la legge costituzionale 3/01 l'energia diventa materia a legislazione concorrente Stato-Regioni, per cui la definizione degli obiettivi e delle linee di politica energetica nazionale e degli atti di indirizzo sono di competenza statale, mentre competono alle Regioni le funzioni residuali ovvero quelle non conferite direttamente allo Stato. I PEAR quindi definiscono indirizzi ed obiettivi regionali in materia energetica e li traducono in azione, in conformità e sussidiarietà di quelli nazionali, attraverso:

- l'emanazione di leggi regionali per l'attuazione di specifici programmi (Programmi regionali di sviluppo, Programmi di ricerca) di sostegno nei confronti da azioni pubbliche e private per promuovere le fonti rinnovabili, tra cui le biomasse;
- l'attivazione e la realizzazione dei programmi nazionali/ministeriali (es. PROBIO);
- l'attivazione e sviluppo dei programmi europei finanziati con fondi comunitari (es. PSR).

I PEAR hanno una programmazione fino al 2010, allineandosi al termine temporale dei programmi comunitari nel settore energetico. Tra i PEAR ad oggi approvati, i principali obiettivi indicati nei programmi sono: i) l'efficienza energetica; ii) l'impiego delle FER locali; iii) il ricorso a tecnologie innovative; iv) il miglioramento della qualità dei servizi energetici sul proprio territori; v) la sperimentazione di sistemi locali di produzione/consumo. L'analisi dei PEAR approvati porta a stimare, nel caso si raggiungessero gli obiettivi proposti, un aumento di 17-19.000 GWh/anno, che,

assieme al contributo degli utilizzi termici delle FER, porterebbe ad una riduzione di 14-17 milioni di tonnellate delle emissioni di CO<sub>2</sub>e (pari al 3% della produzione di CO<sub>2</sub>e del 1990).

In sintesi si è visto come la produzione di energia da biomassa e biogas in Italia abbia da sempre presentato degli elementi di criticità legati:

- alla complessità della normativa e delle procedure di autorizzazione per l'allestimento di impianti e per l'allacciamento alla rete elettrica nazionale;
- agli elevati costi di investimento oltre al costo della materia prima;
- alla mancanza di una vera e propria filiera agro-energetica.

Il sistema legislativo ha, tuttavia tentato, nel corso degli anni, di ovviare almeno il problema della sostenibilità economica, risultando nell'attuale possibilità di cumulare il sostegno in conto capitale per gli investimenti, tramite il canale di finanziamento privilegiato dello sviluppo rurale, con il sistema della tariffa omnicomprensiva di 28 centesimi al kWh, per impianti alimentati a biogas e biomasse inferiore al 1 MW. Il contributo in conto capitale erogato dai PSR è pari al 40% degli investimenti, anche se in realtà si arriva ad un contributo complessivo massimo di 200.000 euro in quanto, in assenza di un regime regionale specifico di aiuti approvato, questo tipo di intervento si configura come aiuto di stato e risulta di conseguenza limitato. La crisi economica del 2009 ha contribuito a creare delle condizioni addirittura più vantaggiose, alzando l'importo dell'aiuto di Stato a 500.000 a euro con la possibilità di concedere un anticipo per la realizzazione degli investimenti pari al 50% della quota pubblica<sup>53</sup>.

La rilevanza per il mondo agricolo dei provvedimenti contenuti nella legge 99/09 risiede nella possibilità data agli agricoltori di diversificare la propria attività sia verso la fornitura di materie prime per la generazione di energia, sia nella produzione di energia direttamente in azienda o a livello consortile.

---

<sup>53</sup> Considerando le diverse materie sono stati comparati i conti economici delle diverse soluzioni per centrali da 1 MW che usufruiscono della tariffa omnicomprensiva. Mentre un impianto di produzione di biogas richiede un investimento consistente di circa 4-4,5 milioni di euro, la redditività è risultata molto interessante in quanto l'impianto è in grado di generare ricavi superiori a 2 milioni di euro l'anno. Gli impianti ad oli vegetali richiedono, invece, un investimento più contenuto tra 1 e 2 milioni di euro e sono in grado poi di generare ricavi annuali superiori a 2 milioni di euro. Anche per gli impianti a biomasse solide (cippato, residui di potatura) l'investimento richiesto è pari 4,5-5,5 milioni di euro e il ricavo può superare i 2,2 milioni di euro annui.

### **3.4 Politica vitivinicola in tema di bioenergie**

La nuova Organizzazione Comune del Mercato vitivinicolo (Regolamento CE 479/2008, inglobato nell'OCM unica Regolamento CE 1234/2007 e Regolamento CE 555/2008) presenta importanti aspetti innovativi rispetto alla passata OCM (Regolamento CE 1493/1999). Le tradizionali misure di sostegno al mercato vitivinicolo scompaiono o scompariranno dopo un periodo di transizione, una quota delle risorse a disposizione del settore verranno trasferite nell'ambito dei piani di sviluppo rurale (PSR), mentre le risorse rimaste nell'OCM andranno a finanziare anche misure di tipo strutturale, quali ristrutturazione e riconversione dei vigneti ed investimenti, presentando rilevanti sovrapposizioni con alcune misure dei piani di sviluppo rurale. La nuova OCM sancisce così l'abbandono di una logica di intervento sul mercato per puntare su nuovi strumenti di sostegno strutturale.

Da un punto di vista finanziario, la PAC è suddivisa in due pilastri: il primo, finanziato attraverso il Fondo europeo agricolo di garanzia (FEAGA) si occupa degli interventi di mercato, il secondo, finanziato attraverso il Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale (FEASR) si occupa degli interventi strutturali. Nel corso degli anni, profondi cambiamenti hanno interessato sia l'assetto interno dei singoli pilastri, che l'importanza relativa di ciascuno di essi. All'interno del primo pilastro si è assistito, a partire dal 2003, ad un cambiamento delle modalità di finanziamento del settore agricolo, con una crescente quota degli aiuti trasferita dalle OCM al nuovo Regime di Pagamento Unico (RPU). Parallelamente, è stato introdotto e, progressivamente rafforzato, il secondo pilastro della PAC con l'obiettivo di creare un contesto durevole per garantire un futuro alle zone rurali, per mezzo di interventi strutturali e non di mercato. Se fino agli anni '90 l'impostazione era quella di sostenere il reddito degli agricoltori mediante interventi sul mercato, negli anni successivi, a causa degli squilibri determinati da tali interventi, si è optato per un tipo di sostegno strutturale che promuovesse la competitività senza andare direttamente ad alterare il mercato.

Questi cambiamenti hanno interessato tutte le OCM di settore e quindi anche l'OCM vino. Nel dettaglio, la nuova OCM vino presenta molteplici aspetti innovativi. Innanzitutto prevede una nuova modalità di finanziamento mediante l'istituzione di programmi nazionali di sostegno. Ogni paese produttore individua le misure da attivare, rispetto al livello territoriale ritenuto più adeguato, scegliendo tra una lista di misure

consentite. L'entità del budget comunitario a disposizione dei programmi viene definita su base nazionale e suddivisa per anno. Le dotazioni nazionali dei programmi sono attribuite agli stati membri principalmente in base alla quota storica del bilancio del vino, ma anche in base alla superficie vitata e alla produzione storica. Nel 2013 la dotazione annua dei programmi di sostegno nell'UE arriverà a superare 1,2 miliardi di euro: un valore di poco inferiore allo stanziamento storico a favore del settore (media 2005-2007) attestato intorno a 1,4 miliardi di euro.

L'aspetto innovativo più importante della nuova OCM vino è rappresentato dall'abbandono delle misure di mercato. Tale soluzione nasce dalla constatazione che queste sono inefficaci nel determinare uno sviluppo competitivo e sostenibile del settore, dato che fino ad oggi hanno causato l'accumulo sistematico di eccedenze senza produrre nessun miglioramento strutturale, ostacolando per di più le attività dei produttori competitivi. Tale scelta risulta in linea con l'orientamento generale della PAC, orientata ad abbandonare i meccanismi di intervento sul mercato e ad incoraggiare l'adeguamento strutturale.

Rispetto alla proposta iniziale della Commissione europea, che prevedeva l'immediata scomparsa di tutte le misure di mercato, la versione finale del Regolamento ha adottato un approccio più graduale, per permettere un adattamento alle nuove regole. Infatti sono stati eliminati da subito: i) gli aiuti al magazzinaggio privato a lungo termine di vini da tavola, mosti, mosti concentrati e mosti concentrati rettificati; ii) gli aiuti all'utilizzazione di uve, mosti e mosti concentrati per la produzione di succhi d'uva; iii) la distillazione obbligatoria dei vini da uve a duplice attitudine; iv) le restituzioni all'export.

Sono consentiti fino al 2012 i finanziamenti di: i) distillazione di alcole per usi commestibili; ii) distillazione di crisi; iii) utilizzo di mosto di uve concentrato per l'arricchimento.

I programmi di sostegno possono prevedere quindi le seguenti misure:

- sostegno nell'ambito del regime di pagamento unico (RPU);
- promozione nei paesi terzi;
- ristrutturazione e riconversione dei vigneti;
- vendemmia verde;
- fondi di mutualizzazione;
- assicurazione del raccolto;

- investimenti;
- distillazione dei sottoprodotti;
- distillazione di alcole per usi commestibili;
- distillazione di crisi;
- uso di mosto di uve concentrato.

Nel lungo periodo, tuttavia, resteranno soltanto solamente le tre misure di gestione delle crisi e del rischio (vendemmia verde, assicurazione del raccolto e fondi di mutualizzazione), la distillazione dei sottoprodotti, il trasferimento di fondi al sostegno disaccoppiato e, infine, le tre misure orientate a rafforzare la competitività del comparto (promozione, investimenti e ristrutturazione e riconversione).

**Fig. 3.3 – Partecipazione a specifiche misure: confronto tra OCM**

	Stoccaggio privato		Distillazione alcol uso alimentare		Arricchimento con mosti		Ristrutturazione e riconversione	
	1493/99	479/08	1493/99	479/08	1493/99	479/08	1493/99	479/08
Bulgaria								
Rep. Ceca								
Germania								
Grecia								
Spagna								
Francia								
Italia								
Cipro								
Lituania								
Lussemburgo								
Ungheria								
Malta								
Austria								
Portogallo								
Romania								
Slovenia								
Rep. Slovacca								
Regno Unito								

Fonte:Elaborazioni su UE

In ogni caso, essendo confluite all'interno dei programmi nazionali di sostegno, le

misure di mercato si sono trasformate da misure a livello comunitario in misure opzionali per gli stati membri. I 18 stati membri produttori di vino a cui è stata assegnata una dotazione hanno deciso, sulla base delle risorse ricevute e delle caratteristiche del comparto, quali misure attivare, consentendo di definire una previsione di spesa per la UE nel quinquennio a venire. Nell'orientare la destinazione del budget del vino saranno comunque determinanti le strategie dei tre principali produttori comunitari, ovvero Italia, Francia e Spagna che nel periodo 2009-2013 si attribuiscono, nell'ordine, il 28%, 22% e 28% (totale complessivo pari al 79%) dei fondi a disposizione dei programmi.

Per valutare il cambiamento introdotto a livello comunitario si consideri che sotto la precedente OCM la partecipazione alle misure di mercato risultava abbastanza diffusa presso i diciotto stati membri oggi dotati di programma (fig. 3.3). Insieme ai tradizionali produttori del Mediterraneo (Spagna, Italia, Francia, Portogallo e Grecia), che ne erano i principali fruitori, anche i paesi nordici (Germania e Austria) e gli stati dell'Europa centro-orientale (Ungheria e Slovenia) vi facevano ricorso. Con l'entrata in applicazione della nuova OCM, molti di questi paesi hanno preferito abbandonare da subito tali misure, rinunciando al periodo di transizione. A farlo sono stati anche importanti paesi produttori: la Francia, ad esempio, ha preferito non inserire la distillazione di alcol ad uso alimentare, mentre la Spagna l'ha prevista solo per un biennio, abbandonando invece il regime di aiuti per l'arricchimento con i mosti concentrati.

L'Italia ha mantenuto, finché possibile, tutte le misure di mercato ereditate dalla precedente OCM (tab. 3.2). In fase di prima presentazione del programma (30 giugno 2008) l'Italia ha previsto il finanziamento di: i) promozione nei paesi terzi; ii) ristrutturazione e riconversione; iii) vendemmia verde; iv) investimenti (dal 2010); iv) distillazioni (le tre consentite); v) arricchimento. Il 30 giugno 2009, tuttavia, giunta quasi al termine la prima campagna di applicazione della nuova OCM, il programma nazionale ha subito alcune modifiche. Nella nuova versione è stata inserita anche l'assicurazione del raccolto e sono state dotate di fondi la distillazione di crisi e la vendemmia verde. Rispetto alle possibilità consentite dalla normativa comunitaria, l'Italia non ha scelto, invece, di finanziare i fondi di mutualizzazione e il RPU.



**Tab. 3.2 – Programma di sostegno dell'Italia al 30/6/2009 (migliaia di euro)**

Misura	Anno					Totale	% sul Tot.
	2009	2010	2011	2012	2013		
Regime di pagamento unico	-	-	-	-	-	-	-
Promozione sui mercati terzi	6.376	35.016	48.444	82.381	102.164	274.382	18,2%
Ristrutturaz. e riconversione	83.292	98.000	115.691	120.793	124.572	542.347	36,0%
Fondi di mutualizzazione	-	-	-	-	-	-	-
Assicurazione del raccolto	-	20.000	20.000	20.000	20.000	80.000	5,3%
Vendemmia in verde	-	30.000	30.000	30.000	30.000	120.000	8,0%
Investimenti	-	-	15.000	40.000	40.000	95.000	6,3%
Distillazione sottoprodotti	18.000	20.000	20.000	20.000	20.000	98.000	6,5%
Distillaz. alcol alimentare	43.635	32.000	20.000	10.000	-	105.635	7,0%
Distillazione di crisi	27.011	13.247	-	-	-	40.258	2,7%
Arricchimento con mosti	59.909	50.000	25.000	18.000	-	152.909	10,1%
<i>Totale</i>	<i>238.223</i>	<i>298.263</i>	<i>294.135</i>	<i>341.174</i>	<i>336.736</i>	<i>1.508.531</i>	<i>100,0%</i>

Fonte: Elaborazioni

Un altro elemento di novità è il trasferimento di risorse comunitarie dall'OCM vino ai piani di sviluppo rurale da attuare nelle regioni produttrici di vino. Dal 2011 in poi verranno spostati dal primo pilastro della PAC allo sviluppo rurale quasi 123 milioni di euro l'anno. Il trasferimento è calcolato in base alla spesa storica per le misure di intervento sul mercato, che, come visto, verranno eliminate. La quota è stata inizialmente prevista dal reg. CE 479/2008 solo per Spagna, Francia e Italia, in quanto unici paesi con importi sufficientemente elevati. Per l'Italia, a regime, i trasferimenti dovrebbero raggiungere i 40 milioni di euro l'anno (tab. 3.3)<sup>54</sup>.

La normativa comunitaria non ha previsto nuove specifiche misure di sviluppo rurale da finanziare con i fondi trasferiti, né ha definito a quali delle attuali misure dovrebbero essere riservati. La stessa normativa, inoltre, non ha disposto che nell'ambito dello sviluppo rurale tali risorse rimangano nel settore vitivinicolo, vincolandone l'impiego soltanto alle regioni produttrici di vino intese come aree geografiche.

L'Italia ha ripartito i fondi destinati allo sviluppo rurale tra tutte le regioni, dal momento che la produzione di vino è diffusa in tutto il territorio nazionale. Il criterio di ripartizione adottato coincide con quello seguito nella definizione dei budget nazionali ed è costituito dalla spesa storica sostenuta per le misure di sostegno al mercato da ciascuna regione. Al di là del budget, tuttavia, l'impatto sulla vitivinicoltura dipenderà dalle modalità con cui

<sup>54</sup> Entro il 30 giugno 2008 anche gli altri stati membri potevano scegliere di effettuare trasferimenti allo sviluppo rurale, impiegando in tutto o in parte le dotazioni dei programmi di sostegno.

verranno impiegati i fondi. Effettive ricadute sul settore potrebbero, infatti, essere assicurate solo nel caso in cui l'impiego delle risorse fosse vincolato al suo interno.

**Tab. 3.3 – Trasferimento di fondi allo sviluppo rurale (migliaia di euro)**

	Anno				
	2009	2010	2011	2012	2013
Totale UE	40.660	82.110	122.610	122.610	122.610
Spagna	15.491	30.950	46.441	46.441	46.441
Francia	11.849	23.663	35.512	35.512	35.512
Italia	13.160	26.287	39.447	39.447	39.447
Slovenia	-	1050	1050	1050	1050
Regno Unito	160	160	160	160	160

*Fonte: Elaborazioni su CE (2007)*

È interessante osservare a questi punto come le misure di sostegno della nuova OCM vino “Investimenti” e “Ristrutturazione e riconversione dei vigneti” presentino importanti sovrapposizioni con alcune misure dei Piani di Sviluppo Rurale, in particolare con le “Misure volte a ristrutturare e sviluppare il capitale fisico e promuovere l’innovazione” della sottosezione 2 dell’Asse 1 “Miglioramento della competitività del settore agricolo e forestale”. Si pone dunque un problema di demarcazione, rendendo necessario procedere ad una separazione degli interventi in base ai programmi con cui verranno finanziati per evitare la duplicazione dei pagamenti.

Ogni stato membro, in relazione alle linee di demarcazione scelte, dovrà modificare i propri Programmi Nazionali di Sostegno e di Sviluppo Rurale. La Commissione europea definisce i criteri di demarcazione che consistono nel “tipo di operazione” e nel “livello territoriale”. L’Italia, che ha inserito entrambe le misure nel programma nazionale di sostegno, è stata chiamata ad individuare i criteri di demarcazione sulla base di questi principi. Per quanto riguarda la misura di “Ristrutturazione e riconversione”, in precedenza a esclusivo carico dell’OCM, a partire dal 2009/2010 potrà essere finanziata con i PSR, purché sia attiva nella regione in questione la corrispondente misura dell’OCM. Sono dunque le regioni a decidere al riguardo. La Liguria, ad esempio, già dalla campagna 2009/2010 finanzia la ristrutturazione e riconversione dei vigneti nell’ambito dello sviluppo rurale. Resta, invece, ancora da definire, a livello nazionale, il criterio di demarcazione degli investimenti, che verranno attivati a partire dall’anno

finanziario 2011. Dunque, almeno fino alla campagna 2009/2010, i PSR interverranno in via esclusiva a sostegno degli investimenti nelle aziende agricole e lungo l'intera filiera. Nel 2013, esaurito il regime di aiuto alle estirpazioni, il budget della OCM vino dovrebbe attestarsi intorno a 1,07 miliardi di euro, con una flessione del 23% rispetto a quanto storicamente speso per il comparto (tab. 3.4).

All'interno del budget dell'OCM vino, la ripartizione delle disponibilità tra le diverse tipologie di sostegno cambierà in modo sostanziale. Confrontando il dato medio del 2005-2007 con le previsioni relative al 2013, le distillazioni passerebbero dal 43% al solo 9% della spesa comunitaria. Gli aiuti all'impiego dei mosti, che in passato assorbivano il 13% del budget, scompariranno del tutto nel medio periodo, mentre un ulteriore 6% di spesa (restituzioni all'export e aiuti al magazzinaggio privato) è stato risparmiato fin dall'entrata in vigore della nuova OCM. Nel frattempo si sarà rafforzata la quota della ristrutturazione e riconversione, che dal 32% di incidenza rilevato nel 2005-2007 arriverà al 44% nel 2013, diventando la principale voce di spesa per il comparto. Nelle posizioni immediatamente successive due misure di nuovo inserimento, promozione e investimenti, arriverebbero a rappresentare rispettivamente il 23% e il 17% delle spese di settore, mentre solo il 6% delle stesse verrebbe riservato alla gestione dei rischi e delle crisi (vendemmia verde e assicurazione del raccolto).

Si vede quindi come, nonostante l'ampio margine di incertezza legato alla estrema flessibilità del nuovo strumento di programmazione, resta evidente il sostanziale ribaltamento della politica di finanziamento al settore e il suo sensibile avvicinamento agli altri regimi di sostegno della PAC.

Dopo aver illustrato le principali innovazioni in ambito dell'OCM vino in generale, si prosegue a considerare le conseguenze di tali cambiamenti sull'utilizzo energetico dei prodotti e sottoprodotti della vinificazione.

**Tab. 3.4 – Il Bilancio dell’UE per l’OCM vino (milioni di euro)**

Voci di spesa	Media 2005-2007 (OCM Reg. CE 1493/99)		Previsione 2009 (OCM Reg. CE 1234/07)		Previsione 2013 (OCM Reg. CE 1234/07)	
	euro	%	euro	%	euro	%
Restituzioni all'export per prodotti vitivinicoli	19,8	1,4				
Magazzinaggio privato di vino e mosto	81,0	5,8				
Distillazioni e misure di ammasso per alcole	599,4	43,1	266,3	21,2	99,5	9,3
Aiuti per l'utilizzazione dei mosti	175,9	12,7	86,4	6,9		
Abbandono definitivo dei vigneti	64,5	4,6	464,0	36,9		
Ristrutturazione e riconversione	448,5	32,3	363,3	28,9	472,8	44,2
Promozione			53,8	4,3	248,0	23,2
Assicurazione del raccolto			3,6	0,3	33,9	3,2
Vendemmia verde			0,0	0,0	30,0	2,8
Investimenti			20,7	1,6	185,8	17,4
Totale al netto RPU	1.389,2	100,0	1.258,1	100,0	1.070,1	100,0
Trasferimenti al RPU					159,9	
<b>Totale</b>	<b>1.389,2</b>		<b>1.258,1</b>		<b>1.230,0</b>	

Fonte: Elaborazioni su UE

Un sistema di incentivo indiretto allo sfruttamento per scopi energetici dell'alcole etilico ottenuto tramite i processi di distillazione del vino era previsto all'interno della precedente OCM del comparto vitivinicolo. L'OCM derivata dal Regolamento CE 1493/99 prevedeva due tipologie di distillazioni obbligatorie (vino ottenuto da uve a duplice attitudine e dei sottoprodotti) e due tipologie di distillazioni facoltative (per l'ottenimento di alcole per uso alimentare e di crisi). L'alcole ottenuto dalle due distillazioni obbligatorie e dall'intervento volontario di distillazione di crisi, in applicazione delle norme comunitarie, veniva ritirato e immagazzinato dagli organismi di intervento nazionali che lo detenevano essendo responsabili della sua gestione. Al fine di evitare il costante accumulo di quantitativi di alcole provenienti dai citati processi di distillazione, in base al regolamento di applicazione sui meccanismi di mercato dell' OCM vino (1623/2000), sono stati previsti meccanismi che rendessero disponibili tale prodotto sul mercato interno per il suo impiego nei nuovi usi industriali o nell'uso esclusivo per il settore dei carburanti nei paesi terzi o nell'impiego di bioetanolo nella comunità.

Con riferimento all'impiego dell'alcole immagazzinato presso gli organismi di intervento per l'utilizzo di bioetanolo nella Comunità, era previsto un meccanismo di

vendite pubbliche<sup>55</sup>, cui potevano partecipare solo imprese riconosciute, che operavano nell'UE e che si impegnavano ad impiegare il bioetanolo ottenuto dall'alcole acquistato esclusivamente nel settore dei carburanti.

L'intero meccanismo si basava sul ritiro, da parte delle distillerie, di prodotti vitivinicoli eccedenti sul mercato, sovvenzionato tramite l'applicazione di alcune delle misure di distillazione previste all'interno dell'OCM vino. Dai processi di distillazione attivati si ricavava alcole, la cui proprietà era della Comunità, che lo gestiva tramite gli organismi di intervento nazionali. Periodicamente, anche per evitare i costi dello stoccaggio dell'alcole ottenuto, la Commissione provvedeva ad emanare dei bandi di gara per la vendita ad un prezzo competitivo dell'alcole accumulato, che però doveva essere obbligatoriamente impiegato nella produzione di bioetanolo per la biocarburazione.

Per assicurare il funzionamento dell'intero meccanismo, l'UE interveniva finanziariamente in più fasi: il sostegno attuato tramite le distillazioni attivate all'interno dell'OCM vino, le spese per lo stoccaggio dell'alcole ottenuto, la vendita dell'alcole ad un prezzo che probabilmente non era in grado di coprire l'insieme dei costi sostenuti per il suo ottenimento (distillazioni e stoccaggio).

Le procedure per la vendita mediante gara dell'alcole di origine vinica si sono notevolmente incrementate negli ultimi anni di validità del Regolamento 1493/99. In particolare, nel corso del 2006 e 2007, le gare sono state aperte con maggiore frequenza rispetto alla fase di avvio ed i quantitativi posti in vendita si sono attestati sistematicamente appena al di sotto del tetto massimo previsto, pari a 700 000 hl di alcole a 100% vol.

---

<sup>55</sup> La procedura di vendita pubblica avveniva tramite la pubblicazione di uno o più bandi trimestrali, mediante i quali venivano messe a disposizione partite di alcole, per un quantitativo complessivo inferiore ai 700.000 ettolitri. Ciascun partecipante presentava un'offerta per una sola delle partite previste e la Commissione assegnava ogni partita in base all'offerta migliore tra quelle pervenute.

La nuova OCM vino, prevedendo l'abolizione, futura o immediata, di tutte le misure a sostegno delle diverse forme di distillazione, determina il venir meno dei presupposti per la produzione di alcole di origine vinica, destinato a questa tipologia di impiego. Infatti, la produzione di alcole etilico a partire dai prodotti vitivinicoli (vino e materie vinose) viene realizzata con costi di produzione più elevati rispetto a quelli sostenuti partendo dalla distillazione di altri prodotti di origine agricola (melasso e cereali).

Le nuove norme, comunitarie e nazionali, sulla distillazione dei sottoprodotti aprono però interessanti spiragli verso un impiego alternativo di fecce e vinacce nel campo delle bioenergie. Il Regolamento CE n. 479/2008 modifica, infatti, il precedente Regolamento (1493/1999) anche per quanto riguarda la gestione dei sottoprodotti vinici, con importanti conseguenze sull'impiego degli stessi per finalità energetiche.

L'utilizzo dei sottoprodotti dell'azienda vitivinicola quali vinacce, fecce e raspi è sempre stato considerato, nell'ottica del decisore pubblico, quale potenziale minaccia per la salute umana, per la libera competizione di mercato e per l'inquinamento ambientale. Il legislatore italiano vieta, ad esempio, di portare a spandimento agricolo i sottoprodotti tal quali sia come fertilizzanti naturali (ai sensi del D. Lgs. 217/2006), sia come rifiuti (ai sensi del D. L. 99/1992).

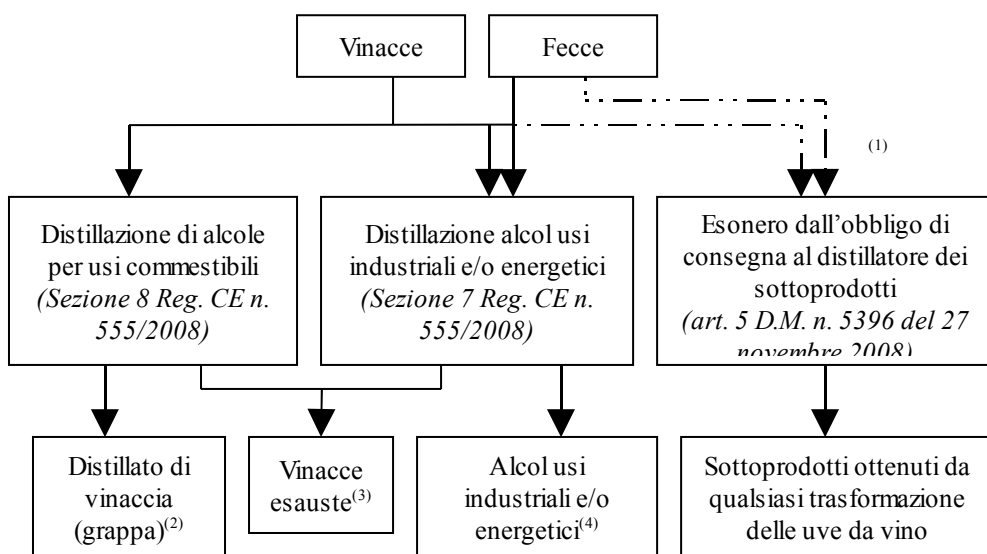
Per questa ragione la normativa comunitaria ha da sempre previsto, quale regola generale, il ritiro dei sottoprodotti della vinificazione o di qualsiasi altra operazione di trasformazione dell'uva sotto supervisione per mezzo dell'iscrizione in appositi registri tenuti in applicazione dell'art. 112 paragrafo 2 del Reg. CE n. 479/2008 oppure a mezzo attestazione dell'autorità competente. Accanto alla regola generale esiste la possibilità, consentita dalla normativa europea ai sensi del Reg. CE n. 555/2008 della Commissione, di prevedere la distillazione obbligatoria in alternativa al ritiro sotto controllo. L'art. 23 sezione 7 del suddetto regolamento attribuisce agli Stati membri la facoltà di imporre ai produttori l'obbligo di conferire alla distillazione i sottoprodotti della vinificazione o di ogni altra operazione di trasformazione dell'uva e, di contro, la possibilità di istituire un sistema di certificazione delle distillerie.

In realtà in merito al trattamento dei sottoprodotti esiste anche il caso particolare, ai sensi dell'art. 26 sezione 8 del già citato regolamento, in cui l'azienda decida di finalizzare le vinacce all'elaborazione di distillati destinati al settore dell'alcole per usi commestibili.

In tale quadro comunitario il labirinto normativo all'interno del quale si trovano ad operare le aziende vitivinicole italiane è schematicamente rappresentato nella figura 3.4. Come si può osservare l'Italia ha scelto la strada della distillazione obbligatoria istituendo un duplice obbligo. Da un lato, "qualsiasi persona fisica o giuridica o associazione di dette persone che abbia prodotto vino da uve fresche, da mosto di uve, da mosto di uve parzialmente fermentato o da vino nuovo ancora in fermentazione o che abbia proceduto a una qualsiasi trasformazione delle uve da vino è obbligata alla consegna dei sottoprodotti della vinificazione (vinacce e fecce) ad un distillatore riconosciuto ai sensi delle disposizioni vigenti" (DM 23 aprile 2001 e successive modificazioni). Dall'altro lato, "i distillatori che operano su tutto il territorio nazionale riconosciuti dalle Regioni o Province autonome secondo la normativa nazionale vigente sono obbligati a ritirare i sottoprodotti della vinificazione presso i produttori o a ricevere i sottoprodotti qualora il produttore preferisca effettuare con mezzi propri la consegna". Da tale obbligo ne deriva che le vinacce e fecce, una volta consegnate al distillatore in ottemperanza del contenuto di alcol e delle modalità di consegna richieste dalla normativa nazionale, possono subire due processi di eliminazione alternativi. Il primo processo, nel quale possono essere impiegate solo le vinacce, è destinato alla produzione di distillati di vinaccia. Per tale processo, ai sensi dell'art. 26 sezione 8 del già citato regolamento, l'Italia ha deciso di fissare un aiuto pari a 450 euro per ettaro nel 2009 (importo a decrescere fino a 350 euro del 2012 perché poi la misura è abolita) per i produttori di vino che finalizzano la loro attività all'elaborazione di distillati di vino per il settore dell'alcol per usi commestibili.

Il secondo processo, nel quale possono essere impiegate invece sia vinacce che fecce, è finalizzato alla produzione di alcol per usi industriali e/o energetici. In questo caso, ai sensi dell'art. 24 sezione 7 del più volte citato regolamento, l'aiuto viene versato ai distillatori che trasformano i prodotti conferiti alla distillazione in alcole greggio avente un titolo alcolometrico volumico minimo di 92% vol. L'Italia ha fissato l'entità dell'aiuto pari al livello massimo consentito vale a dire 1,1 euro/%vol/ettolitro per l'alcol greggio ottenuto da vinacce e 0,5 euro/%vol/ettolitro per l'alcol greggio ottenuto da fecce. I costi di raccolta e trasporto fissati in 0,016 euro/Kg, inclusi in questo importo, dovranno essere versati dal distillatore al produttore nel caso sia stato quest'ultimo a sostenerli.

**Fig. 3.3 – Nuovi sbocchi per la distillazione dei sottoprodotti**



<sup>1</sup> Opzione suggerita in deroga all'obbligo di distillazione obbligatoria ai sensi del D.M. n. 5396 del 27 novembre 2008).

<sup>2</sup> Aiuto riconosciuto alla cantina ai sensi dell'art. 26 del Reg. CE n. 555/2008.

<sup>3</sup> Aiuto riconosciuto alla distilleria ai sensi dell'art. 24 del Reg. CE n. 555/2008.

<sup>4</sup> Le vinacce esauste sono da considerarsi sottoprodotti ai sensi della L. n. 208 del 30 dicembre 2008 e non sono assoggettate pertanto alla normativa sui rifiuti.

Fonte: Elaborazioni

Qui emerge la prima grande differenza rispetto alla precedente OCM vino, dato che viene meno il prezzo minimo garantito dall'UE ai produttori per la distillazione dei sottoprodotti della vinificazione. Ciò ha generato un repentino crollo dei prezzi di fecce e vinacce riconosciuti ai produttori e, anche se ciò può essere letto come parziale indennizzo per il disimpegno della Commissione nella gestione dell'alcole da sottoprodotti, la scelta di destinare l'aiuto ai distillatori taglia la remunerazione di risorse che, di fatto, appartengono alle aziende vitivinicole.

I due processi sopra descritti se, da un lato, rendono innocue le vinacce alla produzione di vino, dall'altro, non sono in grado di assicurare l'eliminazione della parte solida delle stesse. Le vinacce esauste vengono generalmente impiegate dalle distillerie nella produzione di compost e fertilizzanti, nella produzione di mangimi oppure vengono smaltite in processi di combustione per la produzione di energia. A questo proposito l'art 2-bis della L. n. 205 del 30 dicembre 2008 riguardante "Disposizioni in materia di biomasse combustibili relative alla vinaccia esausta e al biogas nei processi di distillazione" dichiara che le vinacce esauste e i loro componenti derivanti dai processi



di vinificazione e distillazione vengono considerati sottoprodotti in quanto rispettano i requisiti fissati dal D. Lgs. n. 152/2006 (Testo Unico sull'ambiente). Il legislatore viene così incontro alle necessità dell'industria vitivinicola offrendo una possibile soluzione a chi fosse interessato allo smaltimento di tale biomassa e al contempo alla produzione di energia.

Sin qui la regolamentazione. La novità è rappresentata da un passaggio della norma che può scardinare l'attuale sistema di gestione dei sottoprodotti vitivinicoli. La terza via percorribile è contenuta nell'art 5 del DM n. 5396 del 27 novembre 2008 nel quale vengono elencati una serie di casi in cui è previsto l'esonero dall'obbligo di consegna alla distillazione dei sottoprodotti. I produttori, infatti, "sono esonerati dall'obbligo della consegna, ma obbligati al ritiro sotto controllo qualora la distillazione rappresenti un onere sproporzionato". Le categorie che rientrano nella suddetta fattispecie sono individuate attraverso un provvedimento direttoriale del Ministero. Per ottenere questo provvedimento i produttori devono presentare le richieste di esonero alle Regioni e alle Province autonome che, a loro volta, trasmettono l'istanza al ministero. Le deroghe possono essere concesse nel caso in cui sussista un sistema di controllo di ritiro dei sottoprodotti predisposto dallo Stato che possa garantire che i sottoprodotti stessi non siano utilizzati nel settore del vino.

Sulla base di queste deroghe, come si è aperto uno spiraglio per i viticoltori della regione Sardegna sulla base del decreto n. 301 del 27/12/2008, esonerati dall'obbligo della consegna vista l'assenza di distillerie industriali presenti sul territorio e per i quali l'obbligo di consegna avrebbe comportato ingenti oneri di trasporto rendendo l'attività di distillazione un onere sproporzionato, si potrebbero presentare nuove opportunità per tutti i viticoltori. Così come per i viticoltori sardi che possono scegliere se destinare i sottoprodotti alla distillazione o al ritiro sotto controllo, senza essere soggetti all'obbligo delle prestazioni viniche ed utilizzare i sottoprodotti non consegnati, esclusivamente per fini energetici o come fertilizzante compattato, la stessa facoltà potrebbe essere concessa a tutte le imprese vitivinicole, qualora sia ben dichiarato il non utilizzo di questi co-prodotti nel settore del vino. L'orientamento che sembra prevalere nelle interpretazioni dei decreti ministeriali italiani si ispira al principio generale della nuova OCM vino secondo il quale l'enfasi è posta sull'obbligo dell'eliminazione dei

sottoprodotti e non su quello della loro distillazione, che come si è visto, viene lasciata alla discrezionalità degli Stati membri.

Ora si tratta di valutare se sia più conveniente da un punto di vista economico, ambientale e sociale incentivare i produttori nell'implementazione di processi nei quali procedere all'eliminazione dei sottoprodotti e al tempo stesso recuperare energia, oppure se l'attuale sistema di eliminazione mediante distillazione sia al momento l'unica via per garantire la sostenibilità del processo.

La scelta di valutare la possibilità e la convenienza di impiego delle vinacce per la produzione di biogas di un'azienda campione va contrapposta, pertanto, al sistema della distillazione dei sottoprodotti, sistema che costa annualmente all'UE circa 120 milioni di euro. A ciò va aggiunta la capacità di produrre benessere per la collettività, le cosiddette esternalità positive, svincolando la competizione tra le destinazioni food, feed e fuel del suolo agricolo.

Il PSR Veneto, approvato con D.g.r. Veneto n. 199 del 12/02/2008, con la Misura 311 "Diversificazione in attività non agricole" nella Azione 3 "Incentivazione della produzione di energia e biocarburanti da fonti rinnovabili" fornisce opportunità di sviluppo in ottica multifunzionale alle aziende agricole presenti sul territorio regionale<sup>56</sup>. Nel testo normativo dell'azione si descrive come *"..Le politiche energetiche comunitarie fissano quali obiettivi degli stati membri il raggiungimento nel 2020 di una quota minima del 20% di energia primaria ottenuta da fonti rinnovabili e di una quota di produzione di biocarburanti pari al 10%. L'agricoltura può contribuire al raggiungimento delle politiche energetiche comunitarie attraverso lo sviluppo di filiere bioenergetiche. Accanto all'aggiunta di nuove fonti alternative a garanzia dell'approvvigionamento energetico nazionale diverse sono le ricadute economiche e sociali sulla popolazione e sulle imprese agricole. Da un lato, la diversificazione delle attività delle imprese agricole può favorire la crescita, l'occupazione e lo sviluppo sostenibile delle zone rurali contribuendo al mantenimento della popolazione rurale attiva in loco e consolidando le attività dell'impresa agricola connesse alla tutela e alla manutenzione del territorio e dell'ambiente. Dall'altro lato, attraverso la*

---

<sup>56</sup> L'attuazione dell'azione riguarda l'intero territorio della Regione Veneto con l'esclusione dei Poli urbani.

*diversificazione delle attività e delle funzioni svolte rappresenta per le imprese agricole una nuova opportunità di reddito.”*

Gli obiettivi operativi che l'azione intende perseguire vengono individuati:

- nell'incentivare la diffusione di impianti per la produzione di energia termica e/o elettrica da fonti rinnovabili (es. biogas, biomasse, solare fotovoltaico, idroelettrico, eolico);
- nell'incentivare e promuovere la realizzazione di impianti di limitate dimensioni per la produzione e vendita di biocarburanti e biocombustibili in generale.

Per quanto concerne l'ammissibilità dei soggetti richiedenti il testo limita l'accesso agli agricoltori, così come definiti da Reg. CE n. 1782 del 2003, la cui azienda si trova nel territorio della Regione del Veneto e che esercitano un'attività agricola, così come definita dalla lettera c) dell'art. 2 del Reg. CE n. 1782 del 2003. Nello specifico l'ammissibilità agli aiuti è subordinata alla verifica che l'attività di produzione di energia sia connessa con l'attività agricola<sup>57</sup>. Tra le condizioni di accesso all'azione si annovera, tra le altre, anche la dimostrazione della congruità economico-finanziaria dell'investimento rispetto all'attività svolta per mezzo di un business plan del progetto.

Le spese ammissibili per la realizzazione degli investimenti strutturali e per impianti e attrezzature devono riguardare:

- l'acquisto e/o la realizzazione di manufatti funzionalmente connessi all'esercizio dell'impianto di produzione di energia alimentato da fonte rinnovabile;
- l'acquisto di impianti di produzione di energia alimentati da fonte rinnovabile;
- l'acquisto e/o la realizzazione di manufatti e infrastrutture per il collegamento degli impianti di cui al punto precedente alla rete di trasporto dell'energia elettrica;
- l'acquisto di macchine e attrezzature per la lavorazione e trasformazione della biomassa destinata alla produzione di energia.

Condizione *sine qua non* per l'ammissione al finanziamento è che gli investimenti non devono superare la potenza di 1MW. Per 1MW si intende:

---

<sup>57</sup> Ai sensi della legge 23 dicembre 2005 n. 266 art. 1 comma 423, novellata dalla legge 27 dicembre 2006 n. 296, è considerata attività connessa all'attività agricola la produzione e la cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti ottenuti da produzioni vegetali provenienti prevalentemente dal fondo (produzioni agricole energetiche, PAE) ovvero produzioni vegetali di scarto dell'attività agricola aziendale.

- la potenza elettrica del cogeneratore, nel caso di impianti che prevedono la combustione diretta o la piro-gassificazione (della biomassa e/o del biogas);
- la potenza nominale della caldaia che produce esclusivamente energia termica;
- la potenza elettrica di picco in uscita dal sistema fotovoltaico installato.

Sono esclusi dal bando:

- gli interventi che prevedono l'utilizzo di biomassa che rientra nel campo di applicazione della parte quarta del d. lgs. 3 aprile 2006 n. 152 (biomassa classificabile come rifiuto);
- gli investimenti il cui valore attuale netto senza contributo non risulti positivo nel periodo compreso tra il 4° e il 15° anno compresi;
- gli investimenti il cui "indicatore di sostenibilità" espresso in termini di EROI (*Energy Return On Energy Investment*) sia uguale o superiore all'unità.

In termini di pianificazione finanziaria la Regione Veneto destina a bando, per l'azione qui considerata, un importo pari a 3 milioni. In particolare, per gli investimenti fissi è previsto un aiuto pari a fino il 30%, mentre per gli altri investimenti l'aiuto può raggiungere la quota del 25%.

Tra i criteri di selezione i principali elementi di priorità sono individuati:

- nell'installazione di macchine, attrezzature o impianti tecnologici a valle o a monte dell'impianto che produce energia, in grado di separare e abbattere l'azoto per una percentuale almeno pari al 60% del totale contenuto nella biomassa (secondo i criteri e le linee di trattamento riportati all'allegato "A" alla Dgr n. 2439 del 07/08/2007);
- negli investimenti per la produzione di energia elettrica e/o termica che prevedono la sostituzione di impianti alimentati da fonti energetiche fossili all'interno di aree classificate dalla vigente legislazione come parchi, oasi di protezione e siti Natura 2000.

Nelle disposizioni e prescrizioni operative specifiche si legge che *"..Tra la documentazione da presentare si annovera il business plan del progetto dal quale siano desumibili il Valore Attuale Netto (VAN) e l'indice di sostenibilità (EROEI), nonché la valutazione di incidenza ambientale (VIA) del progetto."*

Le specifiche per la stesura del business plan del progetto sono comprese tra gli allegati tecnici del testo normativo.

Dall'analisi del testo si evince che la valutazione della congruità economico finanziaria dell'investimento deve avvenire attraverso l'analisi annuale del flusso finanziario con estrazione dei principali indici finanziari, Valore Attuale Netto (VAN), Tasso di Rendimento Interno (TIR), Redditività del capitale investito (ROI), al netto e al lordo del contributo del contributo del bando. Nell'analisi deve essere computato anche il costo dell'energia elettrica consumata dall'impianto.

Nel caso di impianti per la produzione di energia alimentati da biomasse dovrà essere considerata obbligatoriamente una durata media dell'investimento pari a 15 anni, che diventano 20 nel caso di impianti fotovoltaici. Tale durata è assunta in relazione alla vita media degli impianti di cui al presente bando.

Il saggio di attualizzazione da utilizzare è quello praticato dalla Cassa Depositi e Prestiti (tasso fisso) per investimenti di pari durata nel periodo considerato. In caso di cogenerazione il valore dei certificati verdi dovrà essere conteggiato nel business plan.

Negli allegati sono poi proposte specifiche tecniche sia per l'installazione di impianti a combustione diretta e piro-gassificazione, sia per l'installazione di fermentazione anaerobica con produzione di biogas. In relazione a questa seconda ipotesi, di cui si presenta un'applicazione nei paragrafi che seguono, si legge che *“..Il rendimento elettrico dell'impianto non dovrà essere inferiore al 32%, mentre il rendimento complessivo dell'impianto non dovrà scendere sotto l'85%”* e che *“..Ai fini del calcolo delle rese in biogas della biomassa è necessario fare riferimento ai metri cubi di biogas per unità di solido volatile (frazione della sostanza secca costituita da sostanza organica) della specifica biomassa”*.

## 4. IL CASO STUDIO

### 4.1 Il carattere multifunzionale dell'impresa agroenergetica

In questo periodo l'economia italiana, in analogia con quella mondiale, sta attraversando una fase di particolare difficoltà, che coinvolge tutti i settori produttivi. Anche l'agricoltura è soggetta alla fortissima concorrenza estera, che rende incerte le prospettive future. I costi di produzione, infatti, negli ultimi anni hanno subito forti rialzi a fronte di prezzi alla produzione sempre meno remunerativi. Molte aziende, soprattutto quelle a conduzione tradizionale e familiare, sono state costrette a chiudere, mentre parte di quelle rimaste cercano di ampliarsi nel tentativo di abbattere i costi fissi ed elaborare tecniche di gestione sul modello industriale per eliminare sprechi ed ottimizzare le risorse.

Sempre nell'ambito di questa nuova concezione di agricoltura, negli ultimi anni è venuta a farsi largo anche la differenziazione del reddito, vale a dire l'implementazione, a livello aziendale, di nuove attività legate alla produzione primaria ed alla vita in campagna, capaci di generare nuova ed aggiuntiva fonte di reddito per l'agricoltore-imprenditore. Chiari esempi sono forniti dal fiorire dei numerosi agriturismi sparsi per il Paese, la trasformazione e la vendita diretta dei prodotti all'interno dell'azienda, l'elaborazione di prodotti differenti rispetto al primario indirizzo produttivo e, in ultimo, la produzione di bioenergie.

Pertanto, l'agricoltura ha esteso le sue competenze dalla produzione di beni alimentari alla prestazione di servizi alle persone, alla collettività ed al territorio. E' nata così la cosiddetta agricoltura multifunzionale, la quale rappresenta una delle chiavi strategiche di valorizzazione e sviluppo del settore. Secondo l'Unione europea, il termine multifunzionalità illustra *“il nesso fondamentale tra agricoltura sostenibile, sicurezza alimentare, equilibrio territoriale, conservazione del paesaggio e dell'ambiente, nonché garanzia dell'approvvigionamento alimentare”* (CE, 1991).

Nello specifico, sulla base dei più recenti indirizzi di politica agricola comunitaria è possibile affermare che, oggi, il settore agricolo è chiamato a:

- tutelare e garantire la qualità e la sicurezza dei prodotti alimentari;
- salvaguardare il paesaggio;
- preservare l'ambiente naturale e il benessere animale;
- fornire un contributo fondamentale alla vita rurale;
- contribuire alla mitigazione degli effetti negativi dei cambiamenti climatici.

Il ruolo multifunzionale dell'agricoltura in Italia ha trovato riscontro nell'emanazione del Decreto Legislativo n. 228 del 18 maggio 2001 che, in attuazione della cosiddetta "Legge di Orientamento", dà una nuova configurazione giuridica e funzionale all'impresa agraria e definisce, per la prima volta sul piano normativo, il distretto rurale e il distretto agroalimentare: in sostanza, amplia lo spettro delle attività che possono definirsi agricole.

Nel recepire il concetto di agricoltura multifunzionale, la "Legge di Orientamento" delinea dunque un'impresa agraria che, pur restando ancorata al settore agricolo, può realizzare attività che sconfinano nei settori industriale e/o terziario.

L'impresa che gestisce un'azienda agraria multifunzionale può quindi cessare di essere "mono-settoriale" e diventare "multi-settoriale". Basandosi su di un simile quadro normativo, la multifunzionalità viene quindi oggi vista dal settore agricolo come un'opportunità economica per le aziende. Infatti cerca di tradurre queste nuove funzioni attribuite all'imprenditore agrario in forme di remunerazione capaci di consentire la sostenibilità economica del settore.

La società attuale si aspetta che l'agricoltura assicuri cibo sicuro e di alta qualità, protegga l'ambiente, salvaguardi o risparmi risorse limitate, conservi il paesaggio rurale e contribuisca allo sviluppo socio economico delle aree rurali e, all'interno di tale visione, la multifunzionalità si configura come lo strumento di cui l'agricoltore si può servire per il raggiungimento di virtuosi obiettivi.

E' infine necessario sottolineare che lo sviluppo della multifunzionalità non implica l'abbandono dell'agricoltura "produttiva" ma, al contrario, richiede la ricerca di una soluzione di compromesso efficiente tra gli obiettivi strettamente produttivi e quelli sociali ed ambientali. In tale contesto, considerando che la crescente domanda di energia dovrà sempre più coniugarsi con la contemporanea necessità di ridurre progressivamente le emissioni di gas-serra nell'atmosfera (e in particolar modo della CO<sub>2</sub>), emerge la necessità di attivare un'organizzazione agricola basata – oltre che sulla

produzione di alimenti di qualità – anche sulla produzione di biomassa ad indirizzo energetico; tale organizzazione dovrà svilupparsi sia su scala aziendale che a livello territoriale, partendo in primo luogo dalla valorizzazione dei residui delle diverse colture agrarie, dell'agroindustria e delle tradizionali utilizzazioni forestali.

Da un punto di vista normativo, il D. Lgs. n. 228/01 sancisce, nel nostro Paese, la nascita della multifunzionalità dell'impresa agricola e definisce i campi di intervento delle attività connesse. E' un passaggio estremamente importante perché alla funzione storica dell'agricoltura, che è quella di produrre beni alimentari, viene riconosciuta la possibilità di svolgere altre funzioni sia in termini di diversificazione produttiva che di fornitura di servizi. Si affaccia così all'orizzonte una nuova figura di imprenditore non più inserito solo in un contesto economico e sociale, ma anche in un contesto territoriale, con compiti di presidio, tutela e valorizzazione delle risorse ambientali e culturali. Molte sono le possibilità concrete che l'azienda agricola può sviluppare per integrare il suo reddito, alcune ormai consolidate, come l'agriturismo, ed altre da sviluppare come la manutenzione del territorio o l'artigianato rurale, per arrivare sino alle nuove frontiere della multifunzionalità rappresentate dalla didattica rurale e dalla produzione di energia.

Le energie rinnovabili sono una interessante opportunità di reddito per l'azienda agricola. Infatti attraverso colture specifiche, biomasse agroforestali, residui derivanti dalle attività zootecniche, residui e sottoprodotti agricoli e agroalimentari, pannelli solari (fotovoltaici) ed eolici è possibile produrre energia elettrica, calore o biocombustibili. Quella che si può intravedere a partire da codesto piano normativo è, perciò, un'azienda agri-energetica, cioè produttrice di fonti energetiche da destinare sia alla sua autosufficienza, che al mercato.

Dal punto di vista fiscale, è poi importante sottolineare che le attività connesse, espletate all'interno dell'azienda agricola dal medesimo imprenditore, rientrano nella tassazione catastale del reddito agrario e non nel reddito d'impresa sulla base del bilancio.

Secondo una indagine ISTAT relativa all'annata 2005, le aziende agricole con attività connesse, intese come quelle attività diverse da quelle tradizionali di coltivazione e di allevamento, sono 105.394, in aumento del 17,7% rispetto al 2003<sup>58</sup>. Nel complesso le

---

<sup>58</sup> Esse sono distribuite per il 40,8% nel Mezzogiorno, per il 37,5% nel Nord e per il 21,7% nel Centro. Le attività connesse all'agricoltura rilevate nell'indagine sono di varia natura: l'agriturismo, le attività di



aziende con attività connesse rappresentano solo il 6,1% delle aziende totali e risultano per lo più aziende di media e piccola o piccolissima dimensione. In particolare, le aziende con solo una attività connessa sono quelle di piccola o piccolissima dimensione, le aziende con due attività connesse sono quelle di media dimensione, mentre quelle aventi tre o più attività connesse sono le aziende di grandi dimensioni; ciò sembra confermare il fatto che, all'aumentare delle dimensioni aziendali, aumenta il grado di multifunzionalità dell'azienda agricola.

In tale contesto, deve essere inquadrata anche l'evoluzione delle attività e dei servizi offerti dalle imprese agricole nel settore energetico. In particolare, l'articolo 1, comma 423 della Legge Finanziaria 2006<sup>59</sup>, dispone che “..*La produzione e la cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche, nonché di carburanti ottenuti da produzioni vegetali provenienti prevalentemente dal fondo e di prodotti chimici derivanti da prodotti agricoli provenienti prevalentemente dal fondo effettuate dagli imprenditori agricoli, costituiscono attività connesse ai sensi dell'articolo 2135, terzo comma, del codice civile e si considerano produttive di reddito agrario*”.

Con riferimento alle biomasse di origine agricola, l'articolo 26, comma 4 bis del Decreto Legge 1 ottobre 2007, n. 159 e successive modiche<sup>60</sup>, ha introdotto, quindi, uno specifico regime di agevolazione della produzione di energia elettrica derivante da impianti alimentati da tali fonti. La disposizione promuove, inoltre, i prodotti ed i sottoprodotti agricoli impiegati a fini energetici di filiera, riconoscendo specifici incentivi all'energia derivante da biomasse ottenute nell'ambito di intese o contratti di filiera o prodotte in un raggio di 70 chilometri dall'impianto di destinazione<sup>61</sup>.

In estrema sintesi, le disposizioni citate prevedono una revisione del sistema dei Certificati Verdi e due modalità alternative di incentivazione, connesse alla potenza

---

artigianato, la lavorazione dei prodotti agricoli vegetali, la lavorazione di prodotti agricoli animali, la lavorazione del legno, la produzione di energia rinnovabile, l'acquacoltura, i lavori per conto terzi effettuati utilizzando le attrezzature dell'azienda, le attività ricreative, la produzione di mangimi completi e complementari e altre attività. Le attività connesse più rappresentative risultano tuttavia essere la trasformazione di prodotti vegetali (73.869 aziende), la trasformazione di prodotti animali (17.646 aziende) e l'agriturismo (12.705 aziende).

<sup>59</sup> Legge 23 dicembre 2005 n. 266, Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale 29 dicembre 2005, n. 302.

<sup>60</sup> Decreto Legge 1 ottobre 2007 n. 159 “Interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale 2 ottobre 2007, n. 229, convertito, con modificazioni, dalla Legge 29 novembre 2007, n. 222, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale 30 novembre 2007, n. 279.

<sup>61</sup> Ciò corrisponde ad un bacino di riferimento pari ad una superficie di circa 1.538.600 ettari.

nominale media dell'impianto, distinguendo gli impianti di potenza superiore a 1 MW e quelli di potenza inferiore. Per gli impianti di potenza non superiore ad 1 MW sono introdotti due sistemi incentivati alternativi. Il produttore ha diritto al riconoscimento dei Certificati Verdi, calcolati sulla base del meccanismo descritto o, in alternativa per mezzo della presentazione di apposita istanza, ad una tariffa fissa "omnicomprensiva" di entità variabile, a seconda della fonte utilizzata.

Con riferimento alla revisione del sistema dei Certificati Verdi, è previsto che per gli impianti alimentati con le fonti rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, i Certificati Verdi vengano emessi dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) per ogni MWh di energia elettrica prodotta (in sostituzione dei 50 MWh previsti in precedenza) e per un periodo di quindici anni (in sostituzione dei dodici anni riconosciuti fino al 31 dicembre 2007). È, inoltre, previsto un coefficiente di moltiplicazione, diverso per ogni fonte rinnovabile, con lo scopo di valorizzare la specificità delle singole fonti. In particolare, per ciascun impianto incentivato, il GSE emette un numero di Certificati Verdi pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica, moltiplicato per i coefficienti indicati nella Tabella allegata all'articolo 2, comma 145 della Legge Finanziaria del 2008.

In via generale alle biomasse è riconosciuto un coefficiente moltiplicativo di 1,1. Ai sensi del collegato alla Legge Finanziaria, tuttavia, il coefficiente previsto per le biomasse agricole e di filiera corta è di 1,8.

Per l'energia elettrica immessa in rete e derivante da biomasse agricole, la tariffa omnicomprensiva prevista è di 0,22 euro per kWh. Per le biomasse ed il biogas di filiera o da filiera corta, il collegato alla finanziaria 2008 riconosce la possibilità di ottenere il riconoscimento di una tariffa di 0,30 euro per kWh, per un periodo di quindici anni.

Con il Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008, è stata data parziale attuazione alle disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008 e nel relativo collegato, assicurando l'avvio del meccanismo incentivante delle fonti di energia rinnovabile in generale, mentre restava ancora sospesa, in mancanza del necessario decreto di competenza del Ministero delle Politiche Agricole per la definizione delle modalità di tracciabilità delle biomasse, l'applicazione delle tariffe e degli incentivi specificatamente previsti per le biomasse agricole di filiera e di filiera corta.

E' con la Legge 99/09 che viene riconosciuta, agli impianti alimentati a biogas, biomasse e oli vegetali puri (tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/2009), una tariffa onnicomprensiva pari a 0,28 euro/kWh ed una tariffa inferiore, pari a 0,18 euro/kWh per l'energia da gas da discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi che non rientrano tra gli oli vegetali puri tracciabili secondo il regolamento europeo.

Prima di entrare nel merito del caso studio qui proposto, pare necessario sottolineare che il passaggio dal mercato dei prodotti agricoli ai prodotti energetici potrebbe causare alcuni problemi tecnico-organizzativi per le imprese agricole, anche alla luce delle diverse specificità che caratterizzano la normativa di settore.

Il mercato dei prodotti agricoli è, infatti, il risultato dello spontaneo ordinarsi delle relazioni di scambio che, per quanto non siano indipendenti da ogni fine, si dispongono all'osservanza della casuale scelta del cosa e quanto produrre. Al contrario, il mercato dei prodotti energetici regola le produzioni in modo conforme agli scopi perseguiti, così che solo artificialmente le decisioni sono lasciate ai soggetti dello scambio.

Diversamente da quanto accade nel mercato agroalimentare, l'ambito e le caratteristiche peculiari della disciplina energetica, come pure gli strumenti di attuazione e gli obiettivi di regolazione, risultano, in sostanza, determinati dal profilo pubblicistico di controllo della funzione gestionale degli operatori, sia in termini di destinazione dell'energia, che in termini di prezzi imposti.

Il mercato delle agroenergie presenta, pertanto, una propria fisionomia modellata da un gruppo di regole di settore che, rispondendo a specifici fini, organizza diversamente gli assetti della produzione e dello scambio, l'impiego delle nuove tecnologie, la programmazione di investimenti e il riconoscimento di agevolazioni: non ha un assetto neutro, né rispetto ad esso è dato invocare le naturali leggi che conferiscono forma agli scambi.

Ne deriva che, per una efficace politica di crescita e di incentivo delle agroenergie e delle energie rinnovabili in generale, la convenienza e l'interesse economico delle imprese agricole da un lato e, la piena sostenibilità economica, ambientale e sociale delle fonti di energia rinnovabile dall'altro, sono obiettivi primari per perseguire uno sviluppo strutturale di settore.

## 4.2 Obiettivi dello studio e le ragioni della scelta del settore vitivinicolo

Lo scopo del presente studio è di valutare, attraverso l'esemplificazione di un caso concreto, la convenienza dell'investimento nella realizzazione di un impianto di recupero di sottoprodotti della trasformazione enologica per la produzione di energia. Più specificatamente ci si propone di utilizzare le vinacce prodotte da una media azienda vitivinicola, sinora ritirate dalla distilleria, come input per un impianto di biomasse destinato a produrre energia elettrica e termica sia per ridurre i costi interni, che per multifunzionalità reddituale.

La scelta sia del settore, che della fonte di approvvigionamento per la trasformazione energetica non è casuale. Il settore vitivinicolo, al contrario di altre filiere agro-alimentari, è stato sinora il meno studiato dalla pur sterminata letteratura tecnico-economica sull'argomento<sup>62</sup>, e questo per una serie di ragioni:

- ad oggi l'utilizzo dei sottoprodotti enologici è regolamentato dall'OCM vino che ne ha destinato l'uso alla sola distillazione. La novità, introdotta nel Reg. 479/2008, di poter destinare ad usi energetici tali scarti della lavorazione, come è stato trattato nel paragrafo 3.4, può cambiare completamente i termini del problema;
- il settore vitivinicolo, specie in alcuni distretti ad alta valorizzazione della materia prima ed in virtù della progressiva capacità di trasformazione a valle della catena del valore, è apparso sino ad ora il meno coinvolto dalla progressiva riduzione dei margini di contribuzione che attraversa la produzione agricola. Da ciò il minor interesse anche in tema di contribuzione al reddito e di multifunzionalità;
- quest'ultima ha per lo più assorbito altri interessi, quale l'accoglienza, l'agriturismo, l'ospitalità che sono state tradizionalmente più sinergiche al sistema produttivo;
- l'intervento nella progettualità e gestione della filiera energetica crea molte diffidenze negli imprenditori vitivinicoli specie per le difficoltà di approvvigionamento, per i costi del trasporto, per i costi di impianto e di organizzazione di tecnologie di cui si è totalmente dipendenti, per il labirinto normativo e di permessi che costituisce un'altissima barriera all'entrata.

---

<sup>62</sup> Si pensi ai numerosi esempi di studio delle colture energetiche specializzate, al biofuel, alle biomasse legnose, di cui solo sommariamente si riporta in bibliografia.

Di contro alcuni segnali lasciano presagire che si possa assistere ad una vera e propria inversione di tendenza e precisamente:

- il sistema di aiuti alle distillazione della nuova OCM vino è destinato a concludersi nel vicino 2013;
- le incentivazioni pubbliche in favore della filiera agroenergetica, oltre a rappresentare un elemento decisivo (come si dimostrerà nel presente studio) in favore della redditività dell'investimento, hanno acquisito, attraverso lo strumento del PSR un carattere più locale e quindi più accessibile, gestibile e comprensibile per l'azienda vitivinicola rispetto ai passati interventi comunitari e nazionali,
- i costi della catena del freddo nelle cantine sono progressivamente cresciuti sino a rappresentare una delle voci decisive sulla marginalità dei prodotti enologici. La sempre maggiore competitività del settore non consente tuttavia risparmi in questo ambito anzi crescono le richieste del consumatore per la garanzia di una perfetta standardizzazione qualitativa delle produzioni di cui la gestione della temperatura in cantina è elemento decisivo;
- la crisi economica è giunta in modo evidente anche al settore vitivinicolo, sia attraverso la richiesta progressiva di scontistica, sia per i minori consumi. Tendenza che non sembra evolvere positivamente in tempi brevi. Da qui la necessità di diversificare il rischio di impresa in altri settori e contemporaneamente aumentare le pur ridotte marginalità contraendo voci di costi quali appunto quella dei consumi energetici;
- *last but not least* il mercato delle vinacce di pregio, nel caso in esame destinate a grappa di Amarone, è precipitato per la drastica riduzione dei consumi alcolici con il conseguente crollo dei prezzi dei sottoprodotti che sinora risultavano una fonte complementare di reddito<sup>63</sup>.

Se dunque i motivi, almeno teorici, a favore o contro l'investimento in agroenergia del vino sembrano attualmente bilanciarsi, elemento decisivo che può spostare l'ago in una direzione positiva della scelta è rappresentato dal quadro delle politiche economiche pubbliche.

---

<sup>63</sup> Nel caso di vinacce di Amarone il prezzo è passato da 111 euro per tonnellata a 11 euro/t, prezzo al quale vengono pagate le vinacce indifferenziate.

### 4.3 Materiali e metodi

I modelli utilizzati nella valutazione economico-finanziaria degli investimenti in energie rinnovabili sono basati su una serie di ipotesi standard che necessariamente possono risultare, nelle diverse applicazioni specifiche, più o meno favorevoli. Partendo da un'analisi della letteratura di riferimento si è proceduto con l'identificazione di un modello generale relativo alla struttura di costo e di rendimento dell'investimento.

L'analisi è stata scissa in due parti. In primo luogo si è identificato un impianto "tipo" di riferimento, in termini di capacità installata, produzione percentuale dell'energia prodotta direttamente utilizzata da parte del produttore (autoconsumo di energia). A tali indicazioni si sono affiancate informazioni aggiuntive relative, per esempio, alla vita utile dell'impianto, alle condizioni tecniche di operatività, alle diverse condizioni economiche e alla normativa di riferimento. In quest'ambito si è mirato ad identificare le principali voci di costo che caratterizzano ciascuna specifica tecnologia.

E' stato così definito uno schema teorico di riferimento dei flussi associati all'investimento in energie rinnovabili (tab. 4.1). Ne deriva che il modello risulta essere estremamente flessibile in quanto consente, per ciascuna ipotesi di progetto, di eliminare alcune voci superflue di costo o di integrare il modello con voci addizionali.

La struttura di costo è stata frazionata nelle principali voci relative all'investimento iniziale da sostenere (per esempio progettazione, costo dell'impianto e costo per opere accessorie), a cui sono stati affiancati i costi annui di gestione (per esempio costo di esercizio, costo di manutenzione e costo dei canoni su base annua) e altri costi annui.

**Tab. 4.1 – La struttura del modello di valutazione**

<b>Variabili di struttura del modello</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>- <i>Dimensione dell'impianto</i>: determinata sulla base delle diverse alternative tecnologiche disponibili sul mercato, ma sempre legata a ipotesi di capacità che possano rientrare, anche solo parzialmente, nelle condizioni di prezzo determinate sulla base dei regimi incentivanti</li><li>- <i>Capacità installata</i>: capacità dell'impianto in kW</li><li>- <i>Vita utile dell'impianto (in anni)</i>: numero di anni previsti di vita utile dell'impianto con le caratteristiche ipotizzate e per la tecnologia prescelta</li></ul>
<b>Variabili relative alle scelte di autoconsumo/cessione alla rete dell'energia prodotta</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>- <i>Produzione totale (kWh)</i>: determinata sulla base del prodotto tra la capacità installata e il numero di ore annue teoriche di funzionamento dell'impianto</li><li>- <i>Autoproduzione (kWh)</i>: percentuale di energia elettrica consumata direttamente dal produttore e non ceduta alla rete (soggetta a 4 diverse ipotesi: 100%, 75%, 50%, 25%)</li><li>- <i>Cessione alla rete (kWh)</i>: determinata come differenza tra le due variabili precedenti</li></ul>
<b>Investimento e costi di gestione</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>- <i>Investimento</i>: valore complessivo dell'investimento determinato sulla base della capacità espressa in</li></ul>

<p>precedenza (progettazione, installazione e infrastrutturazione, adempimenti burocratici)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Costi di manutenzione e personale</i>: costo per il personale, costo dei materiali di consumo, autoconsumo per la produzione di energia, manutenzione ordinaria, manutenzione straordinaria e revisioni</li> <li>- <i>Costi delle materie prime</i>: quando esistano (ipotesi utilizzata in caso di acquisto di biomasse)</li> <li>- <i>Altri costi</i>: categorie di costo non comprese nelle precedenti (es. assicurazioni)</li> <li>- <i>Uscite totali</i>: somma delle voci precedenti</li> </ul>
<p><b>Ricavi e risparmi di costo</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Costi risparmiati</i>: prodotto tra energia autoprodotta e costo teorico di acquisto dalla rete</li> <li>- <i>Entrate (da cessione energia)</i>: prodotto tra energia ceduta alla rete e prezzo riconosciuto per la cessione</li> <li>- <i>Certificati Verdi</i>: ricavi da Certificati Verdi sulla base dei MWh prodotti o, in alternativa, ricavi da tariffa omnicomprensiva</li> <li>- <i>Entrate totali</i>: somma delle voci precedenti</li> </ul>
<p><b>Flussi per la valutazione</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Flussi totali nominali</i>: somma annuale dei flussi positivi (costi risparmiati, ricavi da cessione, ricavi da vendita di Certificati Verdi) e negativi (investimenti, costi di manutenzione e personale, costi materie prime, altri costi)</li> <li>- <i>Flussi totali attualizzati</i>: valore totale dei flussi totali attualizzato all'anno 0 a un costo del capitale pari ad un tasso del 7,5%</li> </ul>
<p><b>Prezzi e condizioni di riferimento da regolamentazione</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Certificati Verdi</i>: prezzo ipotizzato di vendita sul mercato pari a 100 euro per 1 MWh da moltiplicare per coefficiente pari a 1,8 per biomasse a filiera corta</li> <li>- <i>Tariffa omnicomprensiva</i>: 0,28 euro per 1 kWh elettrico per biomasse a filiera corta</li> </ul>

Fonte: Elaborazioni

**Tab. 4.2 – Ipotesi sulle condizioni di mercato e fiscalità**

- <i>Prezzo delle materie prime</i> : crescita annua pari ad un tasso del 2,5%
- <i>Inflazione</i> : crescita annua pari ad un tasso del 2%
- <i>Prezzo di acquisto energia elettrica dalla rete</i> : prezzo iniziale pari a 0,13 euro/kWh, con crescita annua pari ad un tasso dell'1,5%
- <i>Aliquota fiscale</i> : 20% (si stimano ipotesi di sgravi fiscali e condizioni favorevoli allo sviluppo del settore)

Fonte: Elaborazioni su Nova (2009)

Le variabili che definiscono le condizioni economiche di operatività dell'investimento e che rappresentano, pertanto, gli elementi di base del modello sono quelle indicate nella tabella 4.2.

Per raggiungere gli obiettivi proposti in questo lavoro è stata utilizzata una analisi costi-benefici di tipo privato. Come ampiamente dimostrato in letteratura, l'analisi finanziaria è una tecnica comune sulla base della quale le imprese scelgono tra differenti progetti alternativi. Il punto di vista "privato" è coerente con il ruolo multifunzionale dei produttori agricoli europei ed è giustificato dalla loro continua ricerca di nuovi redditi. Il carattere multifunzionale dell'agricoltura porta con sé, tuttavia, molti beni pubblici

che, in base alla natura delle loro valutazioni, sono in grado di condizionare la fattibilità del progetto. L'utilizzo nel caso studio qui considerato di un approccio di analisi costi-benefici di tipo "generale", si scontra con la necessità di valutare diversi beni pubblici, alcuni di essi con effetti assai estesi, attraverso i tradizionali meccanismi di mercato. Accanto alla complessità e all'elevato grado di incertezza che è insito in tali metodologie di valutazione, pare utile precisare che queste analisi trovano ragione giustificativa solo se le attività elementari che stanno alla base del progetto evidenziano parametri di profittabilità positivi. Per tale motivo, sebbene permangano alcuni tratti di incertezza direttamente imputabili alla natura stessa del progetto, l'analisi finanziaria che si propone di seguito prende in considerazione solamente costi e benefici che presentano un valore di mercato presente o futuro.

Per valutare la convenienza economica delle diverse alternative di progetto è stato utilizzato un modello di determinazione del tasso interno di rendimento (TIR) a cui si è associata la valutazione del valore attuale netto (VAN) dell'investimento. Come è caratteristico, i modelli di questa "famiglia" determinano la convenienza o meno dell'investimento sulla base della somma dei flussi (positivi e negativi) relativi all'investimento stesso attualizzati al momento iniziale.

Definendo le variabili di base e le ipotesi di mercato e di fiscalità introdotte è stato quindi ricostruito un modello finanziario di valutazione basato sulla serie storica dei flussi finanziari (nominali e attualizzati) riferiti alle diverse alternative di progetto. Sulla base degli indicatori precedentemente determinati, la valutazione di convenienza economica dell'investimento è avvenuta in relazione al calcolo di quattro misure strettamente interconnesse:

- il valore attuale netto (VAN)<sup>64</sup> dell'investimento nell'ipotesi di costo del capitale pari al 7,5%; valore dei flussi netti attualizzati al tempo 0;
- il tasso di rendimento interno (TIR)<sup>65</sup>;

---

<sup>64</sup> Il metodo del valore attuale netto è stato adottato per attualizzare ad un dato tasso di attualizzazione

percentuale il flusso di cassa del progetto. Esso è dato dalla formula: 
$$VAN = \sum_{t=1}^n C_t / (1+i)^t$$
 dove  $t$

rappresenta il tempo di scadenza;  $C_t$  è il flusso finanziario positivo/negativo al tempo  $t$ ;  $i$  è il tasso di attualizzazione dell'operazione.

<sup>65</sup> Il metodo del tasso interno di rendimento è stato impiegato per determinare il massimo costo del capitale che l'impresa può sopportare nel progetto. Esso è stato calcolato risolvendo l'equazione  $VAN=0$  rispetto alla variabile  $i$ .



- il calcolo del periodo di pareggio (Payback)<sup>66</sup>; numero di anni nei quali i flussi positivi (nominali o attualizzati) eguagliano l'investimento iniziale;
- l'indice di profittabilità; il rapporto tra VAN e investimento iniziale.

Il tasso interno di rendimento (TIR) rappresenta il più importante e immediato indicatore di redditività di un investimento. Il tasso interno di rendimento rappresenta tecnicamente il costo del capitale che consente di ottenere un Valore Attuale Netto (VAN) dell'investimento pari a 0. Questo indicatore rappresenta, in realtà, un costo del capitale di equilibrio. Se il TIR dell'investimento è inferiore al costo del capitale, il VAN risulta negativo e dunque l'investimento non è economicamente conveniente. D'altra parte, il TIR, a differenza del VAN che ricorre a un costo del capitale valutato sul mercato, è anche un indicatore del "rendimento naturale" dell'investimento sulla base dei soli flussi nominali (positivi e negativi) da questo generati. In altre parole, il TIR si configura come un indicatore del rendimento dell'investimento sulla base di criteri finanziari corretti. La propensione al rischio dell'investitore per il progetto considerato è ipotizzata e direttamente proporzionale alla sua stessa capacità di accedere al capitale di debito.

Sulla base delle formalizzazioni sopra esposte il giudizio di convenienza che ne deriva è di tipo esclusivamente privatistico, dato che nella valutazione non viene considerato se e in quale misura il progetto di investimento possa produrre delle esternalità. Tale scelta è motivata dal fatto che i Certificati Verdi così come l'alternativa della "tariffa omnicomprensiva" rappresentano proprio l'entità del contributo di indennizzo pubblico in favore del privato per le esternalità connesse alla produzione di energia da fonte rinnovabile<sup>67</sup>.

La cantina sulla quale è stata condotta l'analisi è situata nel distretto vinicolo della Valpolicella, vicino Verona. La cantina è stata scelta per diverse ragioni. Si tratta di un'azienda storica, di medie dimensioni con i 70 ha di vigneto in proprietà, che rappresenta un modello medio estendibile ad altri distretti nazionali. Oltre a

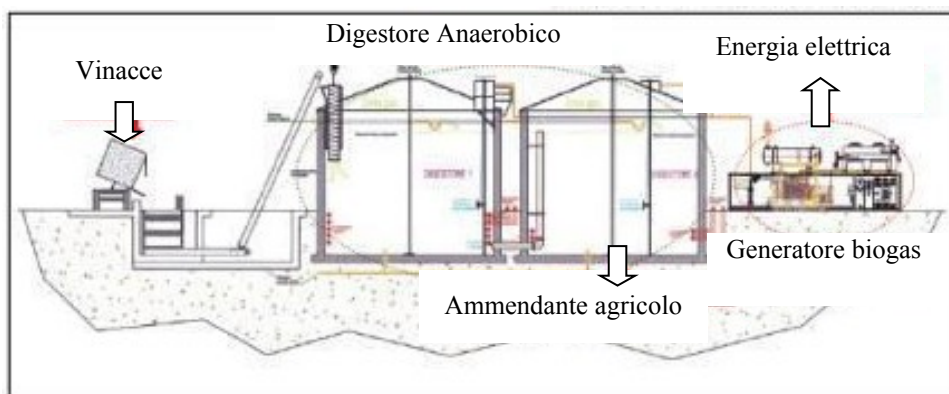
---

<sup>66</sup> Il metodo del periodo di pareggio è stato calcolato risolvendo l'equazione  $VAN=0$  rispetto la variabile  $t$  dato un certo  $i$ .

<sup>67</sup> Il valore dei Certificati Verdi o, in alternativa, della "tariffa omnicomprensiva", dovrebbe esprimere, in tale ottica, il costo di produzione del servizio rivolto alla collettività, che va distinto dal costo che l'impresa sostiene per garantire i propri obiettivi produttivi. La somma delle due tipologie di costo potrebbe consentire di individuare il costo totale della produzione del servizio generato. In realtà per un'accurata valutazione è necessario calcolare il valore delle esternalità prodotte. La valutazione di queste ultime è un tema che non è stato affrontato nel presente lavoro, ma che vanta importanti applicazioni in letteratura (vedasi a tal proposito Menghini, 2007).

commercializzare diverse linee di prodotto (tra cui i prestigiosi Amarone e Recioto della Valpolicella), l'azienda procede, infatti, alla vinificazione di uve in conto terzi per numerose aziende locali. Le dimensioni dell'attività fanno sì che sia dotata delle tecnologie più avanzate, tra cui sistemi di appassimento all'avanguardia.

**Fig. 4.1 – Impianto di digestione anaerobica**



*Fonte: Elaborazioni*

Tra le varie tecnologie disponibili per la valorizzazione energetica dei sottoprodotti della vinificazione abbiamo scelto il processo di digestione anaerobica per la produzione di biogas da vinacce (fig. 4.1). I vantaggi che tale processo consente di ottenere sono riconducibili: i) alla produzione di metano biologico e humus; ii) al recupero totale dell'anidride carbonica; iii) all'abbattimento ecologico del carico inquinante con stabilizzazione della sostanza organica; iv) al recupero dell'acqua contenuta nella biomassa digerita.

Si tratta di un processo di conversione di tipo biochimico che, in assenza di ossigeno, consiste nella demolizione, ad opera di micro-organismi, di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale, che produce un gas (biogas) costituito mediamente per il 50-70% da metano ( $\text{CH}_4$ ) e per la restante parte soprattutto da anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ).

Il processo di degradazione della sostanza organica in assenza di ossigeno, propriamente definito fermentazione, avviene in ambiente liquido, e si può schematizzare in quattro fasi: idrolisi, acidogenesi o fermentazione, acetogenesi, metanogenesi. L'analisi condotta deriva dall'incrocio dei dati aziendali con le sperimentazioni sul trattamento delle vinacce presenti in letteratura.

#### **4.4 I risultati attesi negli investimenti in biomasse**

Le considerazioni richiamate nel presente paragrafo sono orientate ad approfondire la comprensione delle valutazioni finanziarie e delle loro criticità relative alle diverse alternative progettuali attivabili nel campo delle biomasse.

Connotazioni particolari devono essere associate ad un impianto che sfrutta biomasse. In primo luogo, la tecnologia non ha ancora raggiunto la fase di piena maturità, riscontrandosi di conseguenza alcune difficoltà nel reperimento delle informazioni del tutto omogenee. In generale, un impianto a biomasse registra una produttività, in termini di rendimento, di circa il 35%, con una vita utile che può arrivare fino a 20 anni, ma che si considera, in via prudenziale, di soli 15 anni in quanto dopo tale periodo possono essere necessari interventi di ristrutturazione onerosi. I principali costi per l'investimento iniziale sono riconducibili alla progettazione e installazione dell'impianto. Per quanto concerne i costi di gestione, il valore dei costi imputabile alla materia prima (per esempio, biomasse secche) supera il 50% e può arrivare a punte del 60-65% in funzione dell'efficienza del processo di trasformazione, del tipo di materiale utilizzato e delle dimensioni dell'impianto<sup>68</sup>.

Di seguito vengono presentate le strutture di investimento e di costo tra tre diverse ipotesi di produzione di energia attraverso biomasse sulla base dell'analisi della letteratura (tab. 4.3).

L'analisi degli impianti a produzione di energia da biomasse risulta caratterizzata da considerazioni diverse. La prima è rappresentata dal fatto che esistono almeno due "famiglie" di biomasse utilizzabili ai fini energetici: biomasse di origine vegetale come cippato e oli vegetali e biomasse di origine anche animale come il biogas. Risulta dunque immediatamente evidente che le considerazioni sulle biomasse vanno riferite ai diversi materiali di base.

---

<sup>68</sup> Tale percentuale risulta più elevata nel caso degli oli vegetali anche se di recente il prezzo degli oli vegetali ha mostrato dinamiche calanti.

**Tab. 4.3 – La struttura di costo degli investimenti in biomasse**

<b>Tipo di impianto</b>	<b>Cippato</b>	<b>Oli vegetali</b>	<b>Biogas</b>
<b>Dimensione</b>	Medio-grande	Medio-grande	Medio-piccolo
<b>Capacità installata (kW)</b>	2000	5000	1000
<b>Produzione annua (kWh)</b>	16000000	39000000	7000000
<b>Investimento</b>			
Progettazione	120000	104000	
Installazione e infrastrutturazione	6000000	6000000	3600000
Adempimenti burocratici	60000	60000	
<b>Investimento complessivo (euro)</b>	<b>6180000</b>	<b>6164000</b>	<b>3600000</b>
<b>Costi di gestione annui</b>			
Personale	120000	120000	60000
Materie prime	1150000	5405400 <sup>(1)</sup>	378000
Autoconsumo	-	-	-
Manutenzione ordinaria	160000	450000	90000
Manutenzione straordinaria (e revisioni)	100000	200000	-
Altri costi	170000	50000	-
<b>Totale costi annui (euro)</b>	<b>1700000</b>	<b>6225400</b>	<b>528000</b>
<b>Vita utile dell'impianto (anni)</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>

<sup>(1)</sup> Il costo degli oli vegetali qui considerato non recepisce le recenti dinamiche nel costo della materia prima in quanto, dato l'attuale momento di perturbazione dei mercati, le quotazioni potrebbero essere corrette in un'ottica di lungo periodo.

Fonte: Elaborazioni

**Tab. 4.4 – Vantaggi e svantaggi delle biomasse**

<b>Stato dello sviluppo tecnologico</b>	-	Prossimo a maturità
<b>Disponibilità delle materie prime</b>	-	Materie prime acquisibili sul mercato
<b>Principali vantaggi</b>	-	Risorsa disponibile ovunque - Prestazioni di processo migliorabili - Produzione modulabile in base alle esigenze e alle fasce orarie
<b>Principali svantaggi</b>	-	Costi di investimento elevati - Materia prima non liberamente disponibile

Fonte: Elaborazioni

Sotto il profilo della maturità della tecnologia la generazione di energia da combustione di biomasse è ormai matura e, almeno con riferimento a biomasse come gli oli, sufficientemente standardizzata. Nonostante la tecnologia sia matura, le prestazioni degli attuali impianti, pur in evoluzione, rimangono migliorabili e dunque potrebbero dar luogo a crescite nella convenienza economica. D'altra parte, le caratteristiche tecnologiche degli impianti sono tali per cui il costo dell'investimento iniziale è senz'altro elevato e le differenze di efficienza tra impianti di taglie dimensionali diverse sono anch'essi rilevanti. La costruzione di un impianto a biomasse non sembra, sotto questo profilo, un investimento a disposizione di qualunque soggetto e necessita invece di disponibilità economiche ingenti.

Il vantaggio principale delle biomasse consiste nell'essere una risorsa locale, pulita e rinnovabile, nonché disponibile ovunque (tab. 4.4). L'utilizzazione delle biomasse per fini energetici non contribuisce all'effetto serra, poiché la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa. Inoltre, oltre al bilancio della CO<sub>2</sub>, le biomasse possono presentare una serie di ulteriori vantaggi rispetto ai combustibili di origine fossile, che variano in funzione dei sistemi e delle tecnologie impiegate, quali l'assenza di piombo e zolfo e la loro biodegradabilità. Gli svantaggi sono, invece, sostanzialmente collegati a barriere non tecniche, quali i costi di investimento alquanto elevati, la politica agricola comunitaria, e non da ultimo la diffusione delle informazioni. Il costo dell'energia prodotta da biomassa è effettivamente, a oggi, ancora generalmente maggiore di quello derivante dall'impiego di fonti fossili, ma vi è una tendenza verso la competitività, in tempi ragionevolmente brevi. Bisogna infine ricordare che, a differenza delle altre fonti di energia rinnovabile, per le quali la materia prima (acqua, energia solare, vento) è sostanzialmente gratuita, nel caso della biomassa questa ha un prezzo ed è acquisibile sul mercato.

A fronte di questi vincoli gli impianti a biomasse, a differenza delle opzioni tecnologiche basate su altre fonti rinnovabili, mostrano condizioni di operatività del tutto indipendenti dalle condizioni ambientali circostanti. L'unico vincolo di processo è dato dalla disponibilità della biomassa stessa.

Le condizioni ambientali legate a risorse naturali sono infatti, qui, del tutto ininfluenti e, di conseguenza, gli impianti a biomasse si giovano di due elementi estremamente favorevoli:

- i periodi di operatività sono del tutto modulabili da parte del gestore dell'impianto nell'ambito della giornata;
- almeno teoricamente, gli impianti in questione potrebbero funzionare "in continuo", se si eccettuano i periodi di manutenzione, il che conferisce loro livelli di efficienza complessiva senz'altro più elevati rispetto ad altre fonti di energia rinnovabile.

Sotto il primo profilo è evidente che, nel caso degli impianti a biomasse, l'energia prodotta può essere "modulata" in modo tale da prevedere la produzione nelle fasce orarie caratterizzate da picchi di domanda, ottenendo così, se l'energia elettrica prodotta

viene immessa in rete, prezzi più remunerativi. La possibilità di attivare il processo di produzione dell'energia nelle fasce orarie di picco consente infatti flussi di ricavi derivanti dalla cessione delle eccedenze particolarmente elevati, rendendo l'attività più conveniente. In questo modo, anche i produttori possono cogliere l'opportunità di cedere alla rete l'energia prodotta in surplus in momenti di picco di domanda, ricomprando le necessità a condizioni maggiormente favorevoli.

Per quanto riguarda invece i produttori per autoconsumo, il vantaggio delle tecnologie a biomasse è rappresentato dall'assenza totale di "rischio di continuità", ma anche dalla possibilità di modificare i livelli di produzione sulla base delle esigenze produttive senza bisogno di ricorrere alla rete, come accade invece nel caso di energie da fonti naturali come vento, sole e acqua. Sotto questo profilo il rischio produttivo è sostanzialmente inesistente per tecnologie a biomasse.

D'altra parte, poiché ogni sistema di produzione ha caratteristiche favorevoli e sfavorevoli, il fatto di avere una modularità sia temporale che quantitativa assoluta è consentito all'utilizzo di una materia prima, la biomassa appunto, che da una parte ha un costo e dall'altra un prezzo caratterizzato da una variabilità, almeno potenziale. Questo, con le differenze legate alle diverse biomasse considerate, rappresenta il vero elemento di rischio della tecnologia. Sotto il profilo della previsione, infatti, è evidente che il costo delle biomasse utilizzate entra direttamente nel modello come componente negativa dei flussi finanziari. La determinazione della convenienza economica all'investimento richiederebbe dunque la previsione dei prezzi delle biomasse e di quelli dell'energia (acquistata e ceduta). In realtà, le recenti tendenze del mercato sembrano indicare che la pressione (escludendo l'attuale fase della congiuntura che penalizza il prezzo di tutte le materie prime) della domanda di materie da biomassa (come per esempio il cippato di legno) ha l'effetto di innalzare il prezzo sui mercati, generando così una nuova forma di rischio rappresentata dalla possibilità che il prezzo delle materie prime subisca oscillazioni improvvise, anche di lungo periodo, rendendo così negativo (o comunque meno favorevole) il ritorno sull'investimento.

Va rilevato che la taglia dimensionale degli impianti a biomasse risulta molto più grande rispetto alle altre tecnologie utilizzate per le fonti rinnovabili. Questo dipende dal fatto che gli impianti sono tecnologicamente più articolati e che il processo di produzione risulta necessariamente più lungo. In funzione di questa caratteristica

dimensionale (che però risulta particolarmente importante per impianti a oli vegetali e cippato, meno per il biogas) l'investimento complessivo risulta estremamente rilevante e dunque finanziariamente impegnativo.

Partendo dalla struttura di costo proposta per l'impianto a biomasse alimentato a biogas, il quale come si è visto assume una produzione annua di circa 7000 MWh, si ottiene, sulla base delle ipotesi formulate nel paragrafo 4.3, un corrispondente tasso interno di rendimento pari al 26,8% nel caso di completo autoconsumo da parte del produttore (tab. 4.5). E' interessante rilevare come il TIR dell'investimento si riduca all'aumentare della quota di energia elettrica ceduta alla rete. Il tasso di rendimento interno scende, infatti, al 22,2% nel caso di cessione alla rete del 50% dell'energia elettrica prodotta, per attestarsi al 17% nel caso di completa cessione alla rete. Parallelamente al TIR, sia il VAN dell'investimento che l'indice di profittabilità<sup>69</sup> risultano positivi in tutte le ipotesi. La struttura temporale di recupero dell'investimento si caratterizza per un periodo di recupero semplice che va da 5 a 7 anni e un periodo di recupero attualizzato che va da 6 a 8 anni (la vita utile dell'impianto è pari a 15 anni).

Oltre alle ipotesi precedenti, è stato formulato un modello basato sull'ipotesi di tariffa omnicomprensiva di 0,22 euro/kWh per energia elettrica prodotta in regime di filiera "lunga". Poiché la tariffa si applica all'energia ceduta alla rete, la particolare struttura incentivante tende a escludere dall'utilizzo di questo strumento gli impianti la cui produzione sia diretta a soddisfare il fabbisogno industriale di un'impresa attraverso l'autoproduzione dell'energia e a favorire invece la scelta di impianti diretti alla produzione di energia per la rete. Il valore economico dei progetti è pertanto crescente al crescere della quota di energia ceduta alla rete, mentre tali impianti risultano finanziariamente meno convenienti nell'ipotesi opposta di autoproduzione.

**Tab. 4.5 – Risultati finanziari degli impianti a biogas**

<b>Quota di autoproduzione</b>	<b>100%</b>	<b>75%</b>	<b>50%</b>	<b>25%</b>	<b>0%</b>
Tasso interno di rendimento	26,8%	24,6%	22,2%	19,6%	17,0%
Indice di profittabilità	131,0%	114,5%	95,7%	77,1%	58,5%
Periodo di recupero semplice (anni)	5	5	6	6	7
Periodo di recupero attualizzato (anni)	6	6	7	7	8
Tasso interno di rendimento (tariffa omnicomprensiva) <sup>(1)</sup>	5,7%	10,0%	13,9%	17,7%	21,3%

<sup>(1)</sup> Ipotesi di 0,22 euro/kWh per energia elettrica prodotta in regime di filiera "lunga"

Fonte: Elaborazioni

<sup>69</sup> Calcolato come rapporto tra il valore attuale netto dell'investimento e l'investimento iniziale

Fino a questo punto del lavoro gli investimenti in impianti a energie rinnovabili sono stati valutati in base alla logica *asset side*, vale a dire in modo indipendente dalla struttura finanziaria del progetto, o in altre parole, in assenza di finanziatori a titolo di credito. Nella realtà operativa però, l'intervento di finanziatori diversi dagli azionisti rappresenta un'importante risorsa per le imprese. Naturalmente, l'intervento di una componente creditizia di finanziamento modifica in modo anche profondo la struttura dei flussi finanziari dell'operazione.

Le differenze più evidenti sono:

- un'uscita più ridotta nella prima fase temporale per gli azionisti in quanto una parte dell'investimento viene finanziato;
- una serie di flussi negativi futuri legati all'ipotesi di rimborso della quota capitale del debito;
- una correlata serie di flussi negativi legata al pagamento degli interessi sul debito stesso.

Se questi sono gli elementi differenziali determinati dall'introduzione di una quota di finanziamento dell'investimento, modifiche anche più importanti si determinano sui rendimenti delle diverse componenti dell'operazione. L'introduzione di una componente di debito nel capitale di finanziamento dell'operazione ha infatti importanti riflessi su: i) la struttura dei flussi finanziari; ii) il rendimento dell'operazione; iii) il rischio dei diversi flussi.

La struttura dei flussi finanziari, risente, in primo luogo del fatto che i flussi destinati a remunerare gli investimenti da parte degli azionisti non sono più rappresentati dai flussi finanziari complessivi generati dal progetto. A fronte di una riduzione dell'impegno di investimento da parte degli azionisti, infatti, una parte dei flussi finanziari generati viene rivolta al pagamento degli interessi e al servizio del rimborso del capitale.

Il rendimento dell'operazione per gli azionisti, che in assenza di indebitamento dipende esclusivamente dal rendimento operativo dell'investimento, viene invece a dipendere dal rapporto tra il rendimento operativo dell'investimento e il costo del finanziamento. Questo meccanismo, conosciuto sotto il nome di funzionamento della leva finanziaria, implica che il rendimento per gli azionisti cresca in funzione di due variabili: la differenza (se positiva) tra il rendimento operativo dell'investimento e il tasso di



interesse praticato dal finanziatore e la misura in cui il ricorso al debito copre l'investimento iniziale (la leva finanziaria dell'operazione).

A fronte di un rendimento per gli azionisti crescente (nell'ipotesi di un rendimento dell'investimento maggiore del tasso di interesse sul finanziamento e dunque di un funzionamento positivo della leva finanziaria) non va dimenticato che anche il rischio dei flussi a favore degli azionisti tende a crescere e, pertanto, una parte dei maggiori flussi di rendimento ottenuti va necessariamente assunta come remunerazione per il maggior rischio.

Per le ragioni sopra esposte, è importante sottolineare sin d'ora una regola generale che consente di valutare in modo sintetico l'effetto atteso dell'operazione di finanziamento. Poiché il TIR rappresenta, come detto, il rendimento "naturale" (in chiave finanziaria) dell'operazione nel suo complesso (sotto il profilo *asset side*), se questo risulta maggiore del tasso di interesse praticato dal finanziatore a titolo di credito, il rendimento complessivo dell'operazione è più basso del tasso di interesse, allora la leva finanziaria finisce per ridurre il rendimento dell'operazione per gli azionisti. Poiché dunque l'operazione di finanziamento tende ad aumentare il rendimento per gli azionisti, la leva finanziaria aumenta anche il rischio degli stessi azionisti rendendo i flussi finali più incerti; l'obiettivo del finanziamento è, comunque, quello di aumentare il rendimento atteso in misura maggiore rispetto al rischio e al corrispondente costo del capitale, creando così valore per gli stessi azionisti.

Al fine di chiarire in modo più evidente quale possa essere l'effetto economico di un (parziale) finanziamento dell'investimento iniziale in impianti a energie rinnovabili, per l'ipotesi di progetto sopra indicata è stato sviluppato un modello che prendesse in considerazione lo stesso investimento finanziato da un istituto di credito per il 75% dell'investimento iniziale per l'acquisto dell'impianto e di un tasso di interesse annuo pari al 6,5%. Sulla base della duplice ipotesi di assenza di indebitamento e di finanziamento al 75% abbiamo ricostruito il profilo finanziario non per l'impresa nel suo complesso, ma per gli azionisti.

La tabella 4.6 mostra, infatti, il TIR per un azionista per l'impianto a biogas considerato sulla base delle diverse ipotesi di autoconsumo (dal 100%, ipotesi di completo utilizzo dell'energia prodotta all'interno dei propri processi produttivi, allo 0%, ipotesi di completa cessione alla rete dell'energia prodotta).

**Tab. 4.6 – TIR per quota di autoproduzione e alternative di indebitamento**

<b>Quota di autoproduzione</b>	<b>100%</b>	<b>75%</b>	<b>50%</b>	<b>25%</b>	<b>0%</b>
Senza indebitamento	26,8%	24,6%	22,2%	19,6%	17,0%
Con indebitamento <sup>(1)</sup>	67,3%	60,1%	52,1%	44,1%	36,2%

<sup>(1)</sup> Finanziamento pari al 75% dell'investimento iniziale

Fonte: Elaborazioni

**Tab. 4.7 – TIR per quota di autoconsumo nulla e ipotesi alternative di finanziamento dell'investimento iniziale**

<b>Quota di finanziata dell'investimento iniziale</b>	<b>65%</b>	<b>70%</b>	<b>75%</b>	<b>80%</b>	<b>85%</b>	<b>90%</b>
	29,3%	32,5%	36,2%	41,3%	49,4%	63,8%

Fonte: Elaborazioni

La tabella 4.7 mostra, invece, la dinamica del TIR per gli azionisti sulla base di ipotesi di autoconsumo pari a zero (totale cessione dell'energia alla rete), per diverse percentuali di finanziamento dell'investimento iniziale (dal 65% al 90%).

Come emerge dalle tabelle sopra riportate riferite alle ipotesi di rendimento dell'impianto per differenti quote di autoconsumo dell'energia prodotta (dal 100% dell'energia utilizzata per autoconsumo all'ipotesi di piena cessione dell'energia prodotta alla rete), l'utilizzo di un sistema di finanziamento parziale (del 75%) dell'investimento iniziale a un tasso di interesse del 6,5% porta a innalzare in modo assai rilevante il tasso interno di rendimento per gli azionisti. Il TIR passa, infatti, dal 26,8% senza ricorso alla leva finanziaria al 67,3% nel caso di accesso al capitale di debito. E' pertanto evidente che, sebbene i flussi di reddito tendano a diventare più volatili per gli azionisti, l'ipotesi di utilizzare uno schema di finanziamento all'interno di un progetto di investimento in energie da fonti rinnovabili aumenta in modo sostanziale il rendimento dell'investimento compensando la parallela crescita del rischio.

#### **4.6 Analisi dei risultati**

Dall'analisi dei dati di base del processo di digestione anaerobica delle vinacce (tab. 4.8), si evince che tale tipologia di biomassa presenta due vantaggi. Il primo riguarda la breve durata del processo (21 giorni) rispetto allo standard di 40-60 giorni necessario

per la digestione del liquame bovino. Il secondo riguarda, invece, il più elevato contenuto di metano (80-84%) rispetto ad uno standard del 64% riferito al liquame bovino. La potenzialità energetica del progetto si basa su una stima di laboratorio. La produzione elettrica specifica considerata, pari a 300 kWh elettrici per tonnellata di vinacce, può pertanto risultare prudenziale dato che, come presumibile, motori a scala maggiore di quella di laboratorio possono risultare più performanti. La produzione termica specifica, tenuto conto degli autoconsumi, si stima pari a 1,3 volte quella elettrica.

La produzione di vinacce si concentra nei mesi di settembre-ottobre quando in cantina termina il processo di vinificazione. Per la zona della Valpolicella la disponibilità delle vinacce si prolunga, tuttavia, fino ai mesi di gennaio-febbraio dato che le uve destinate alla produzione dei vini Amarone e Recioto della Valpolicella vengono lasciate appassire per tre-quattro mesi dopo la raccolta in campo. Alle diverse tipologie di uve vinificate dalla cantina in esame si associano diverse tipologie di vinacce caratterizzate da diverso contenuto di alcol e da diverso prezzo di vendita alle distillerie (tab. 4.9).

**Tab. 4.8 – Potenzialità energetica attesa**

	Quantità	Unità di misura
Disponibilità vinacce	798	t/a
Produzione specifica attesa	300	kWhe/t
Produzione elettrica attesa	239.400	kWhe/a
Produzione termica attesa	311.220	kWht/a
Resa biogas	160	m <sup>3</sup> /t
Contenuto di metano nel biogas	80-84	%
Durata del processo	21	giorni

Fonte: Elaborazioni su dati aziendali

**Tab. 4.9 – Disponibilità di vinacce dell'azienda campione**

Tipologia vinacce	Quantità annua (t)	Alcol contenuto (vol/q)	Prezzo (€/q)	Disponibilità temporale
di Amarone	310,9	6%	11,0	2 mesi: gen-feb
di uve rosse	274,9	4%	1,1	2 mesi: sett-ott
di uve bianche	211,8	4% (da fermentare)	1,1	2 mesi: sett-ott
<i>Totale</i>	<i>797,7</i>			

Fonte: Elaborazioni su dati aziendali

Questa dilatazione temporale consente di risolvere, almeno parzialmente, eventuali problematiche legate allo stoccaggio delle disponibilità aziendali. Si ritiene pertanto

necessario adeguare la potenza installata dell'impianto a 50 kWhe, taglia che consente di sviluppare la produzione energetica utile all'autoconsumo per un periodo di 6 mesi/anno. Le dimensioni dell'impianto sono ragionevoli anche per l'ottimizzazione dei volumi di stoccaggio. L'avvio del processo avverrà con l'inizio del conferimento delle vinacce (settembre), mentre la produzione di energia sarà avviata alla fine del primo ciclo di produzione di biogas (ottobre). Va rilevato come anche i costi legati all'energia termica sono concentrati nei mesi della produzione energetica. Tali costi sono dovuti alla necessità di mantenere le vasche di cantina ad una temperatura controllata compresa tra 18-20° C. Si viene così a sfruttare appieno quel meccanismo di co-generazione che molto spesso rappresenta elemento imprescindibile per la convenienza economica degli impianti energetici alimentati a biomassa. Come è noto le principali criticità legate all'energia termica sono la mancata possibilità di stoccaggio, l'elevato grado di dispersione se non convogliate in complessi e costosi sistemi di recupero, il basso prezzo di mercato.

**Tab. 4.10 – Confronto tra produzione e consumo di energia durante il periodo di vinificazione**

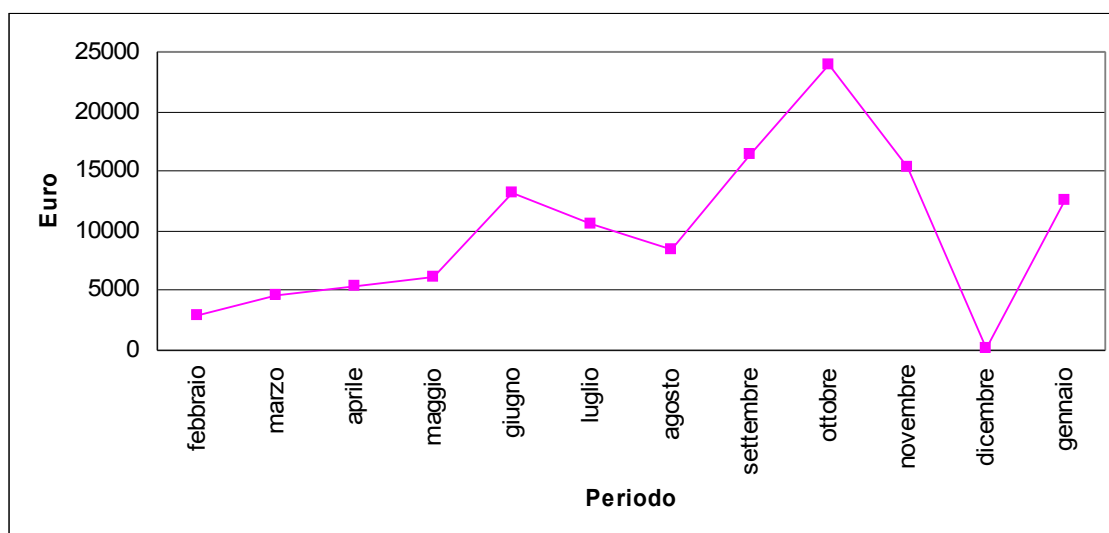
Periodo	Quantità equiv. biogas (t)	funzion. impianto (ore)	Prod. energia elettrica (kWhe)	Consumi energia elettrica (kWhe)	Prod. energia termica (kWht)	Consumi energia termica (kWht)	Copertura fabbisogno elettrico (%)	Copertura fabbisogno termico (%)
settembre	-	-	-	84.554	-	20.124	-	-
ottobre	163	744	40.777	135.440	53.010	81.478	30,0	65,0
novembre	163	720	39.462	95.485	51.300	51.333	41,0	100,0
dicembre	163	744	40.777	422	53.010	60.776	-	87,0
gennaio	103	744	40.777	69.321	53.010	40.554	59,0	100,0
febbraio	103	672	36.831	15.987	47.880	71.846	230,0	67,0
marzo	103	744	40.777	29.055	53.010	31.676	140,0	100,0
<i>Totale</i>	<i>798</i>	<i>4.368</i>	<i>239.400</i>	<i>345.710</i>	<i>311.22</i>	<i>357.787</i>	<i>69,0</i>	<i>100,0</i>

*Fonte: Elaborazioni su dati aziendali*

L'indagine sulla disponibilità delle vinacce ha consentito di effettuare delle stime in merito alla produzione di energia dell'impianto nel periodo di vinificazione e di confrontarla con la quantità di energia consumata nel medesimo periodo (tab. 4.10). Come si può vedere l'attività di una cantina si caratterizza per un elevato grado di intensità energetica. Nel caso qui considerato, occorre ricordare che la domanda di energia è mediamente più elevata dato che i metodi di produzione di alcuni vini (tecnica

dell'appassimento) e il clima continentale che caratterizza la stagione invernale ne aumenta il fabbisogno. Si tratta di costi che incidono ogni anno sul bilancio aziendale per circa 120000 euro (energia elettrica) e per circa 15000 euro (energia termica). In particolare, è importante rilevare come i consumi più elevati di energia elettrica siano concentrati nei mesi in cui è attivo il processo di biogassificazione (fig. 4.2). Ne deriva che la parziale copertura del fabbisogno elettrico (70%) e la totale copertura del fabbisogno termico (100%) ottenuta per mezzo del processo sono in grado, anche senza alcuna forma di sostegno pubblico, di creare multifunzionalità per l'impresa vitivinicola.

**Fig. 4.2 – L'andamento dei costi per l'energia elettrica sostenuti dall'azienda campione nell'anno 2008**



Fonte: Elaborazioni su dati aziendali

Il *flow sheet* del progetto è illustrato nella tabella 4.12. L'energia prodotta viene interamente destinata alla copertura del fabbisogno energetico anche se in alcuni mesi dell'anno si procede alla vendita in rete dell'energia elettrica ad un prezzo stimato pari a 0,095 euro/kWh. La parte consistente dei ricavi annui è, comunque, rappresentata dalla vendita di Certificati Verdi che come noto sono calcolati sul totale dell'energia prodotta da fonte rinnovabile. In questo caso, in sostituzione del prezzo di mercato dei certificati verdi, è stata presa come riferimento la tariffa omnicomprensiva così come consentito dal D.D.L. n. 1195-B del Senato approvato in via definitiva il 9 Luglio 2009. Il costo di acquisto dell'energia elettrica comprese le tasse è stimato in 0,18 euro/kWh, mentre

quello dell'energia termica in 0,05 euro/kWh. Dall'analisi dei dati si può vedere come quasi il 56% dei ricavi annui generati dal progetto sia frutto del sostegno pubblico.

I ricavi da tariffa omnicomprensiva sono stati calcolati sulla base della tariffa omnicomprensiva di 0,28 euro/kWh.

**Tab. 4.12 – Ricavi annuali attesi dall'investimento**

Periodo	Prod. energia elettrica (kWh)	Consumi energia elettrica (kWh)	Ricavi da tariffa "omnicomprensiva" (euro)	Ricavi da vendita energia elettrica (euro)	Ricavi da mancato acquisto energia elettrica (euro)	Ricavi da mancato acquisto energia termica (euro) <sup>(1)</sup>
settembre	-	-	-	-	-	-
ottobre	40.777	135.440	11.418	-	7.340	2.651
novembre	39.462	95.485	11.049	-	7.103	2.565
dicembre	40.777	422	11.418	3.834	76	2.651
gennaio	40.777	69.321	11.418	-	7.340	2.651
febbraio	36.831	15.987	10.313	1.980	2.878	2.394
marzo	40.777	29.055	11.418	1.114	5.230	2.651
<b>Totale</b>	<b>239.400</b>	<b>345.710</b>	<b>67.032</b>	<b>6.927</b>	<b>29.966</b>	<b>15.561</b>

<sup>(1)</sup> Valori stimati

Fonte: Elaborazioni su dati aziendali

Il costo di impianto e implementazione rappresenta l'ammontare principale nella stima dei costi di investimento. Il costo per la costruzione e implementazione dell'impianto, pari a 385.000 euro, si ottiene moltiplicando la potenza elettrica installata (55kW) per 7000 euro (costo medio indicato in letteratura per impianti di questo tipo). Nella determinazione dei costi di manutenzione, stimati in 8000 euro/anno, sono compresi anche i costi accessori legati al funzionamento del processo di digestione anaerobica delle vinacce. I costi del personale sono valutati nell'impiego di una risorsa part-time e sono pari a 17500 euro/anno. Il margine operativo lordo annuo è pari a circa 94.000 euro (tab. 4.13).

**Tab. 4.13 – L'EBITDA dell'investimento**

	euro
Ricavi annui attesi	119.486
Costi di manutenzione	8.000
Costi del personale	17.500
<b>EBITDA</b>	<b>93.986</b>

Fonte: Elaborazioni su dati aziendali

La valutazione finanziaria dell'investimento che si propone nella tabella 4.14 è frutto di condizioni ed ipotesi tra cui:

- grado di finanziamento pubblico del costo di investimento pari al 40%, secondo quanto previsto dal D.D.L. n. 1195-B del Senato approvato il 9 Luglio 2009;
- incremento del costo medio annuo dell'energia elettrica e dei ricavi di vendita di energia elettrica per il periodo di 15 anni di durata dell'investimento pari ad un tasso annuo dell'1,5%;
- costo del capitale di debito pari al 7,5% annuo e incremento dei costi per inflazione pari al 2% annuo;
- tariffa "omnicomprensiva" pari a 0,28 euro per kWh prodotto a partire da biomassa;
- ipotesi ricavi pari a zero per eliminazione delle vinacce effettuata dalle distillerie;
- consumo interno di energia pari al 70% dell'elettricità prodotta;
- durata dell'investimento pari a 15 anni.

L'azienda vitivinicola deve investire "solo" 231.000 euro a fronte dei 385.000 euro necessari per iniziare il progetto senza il contributo pubblico. Il valore attuale netto (VAN), che misura il valore attualizzato dell'impianto, è ampiamente positivo (570.804 euro) se confrontato con i costi di impianto e implementazione (385.000 euro) di tabella 4.13. Il tasso interno di rendimento (TIR) è pari al 68,4% ed è completamente fuori mercato se confrontato con altri investimenti caratterizzati dallo stesso livello di rischio. Il periodo di pareggio dell'investimento (Payback) è pari a 2,5 anni e può essere considerato un risultato straordinario. L'indice di profittabilità, calcolato come rapporto tra il VAN e il costo totale dell'investimento, risulta pari a 1,5, mentre il ROI dell'investimento raggiunge un valore strabiliante pari all'81%.

Confrontando i risultati ottenuti nelle tabelle 4.13 e 4.14, si dimostra che, come ampiamente prevedibile, la bioenergia da sottoprodotti dell'azienda vitivinicola presenta una profittabilità elevata solo in presenza di finanziamenti pubblici. Infatti, se i ricavi generati dalla tariffa "omnicomprensiva" non vengono considerati nei calcoli di valutazione finanziaria la profittabilità finanziaria dell'investimento non risulta essere così evidente ancorché positiva. Il VAN calcolato senza considerare i ricavi generati dalla tariffa "omnicomprensiva" è positivo (32.837), ma risulta essere molto più basso di

prima. Il TIR scende dal 68,4% al 10,3%, mentre il periodo di pareggio passa da 2,5 anni a 8,7 anni. L'indice di profittabilità diventa quasi nullo (0,1), mentre il ROI si riduce a circa un quarto (22,2%).

Se poi consideriamo il caso in cui nemmeno i costi iniziali di impianto e implementazione vengano supportati attraverso la finanza pubblica (come accadeva prima dell'approvazione del D.D.L. n. 1195-B del Senato), risulta evidente come la valutazione finanziaria dell'investimento assuma connotazioni alquanto differenti (tab. 4.15). Il valore negativo fatto registrare dal VAN (-110.419 euro) sancisce, di fatto, la non fattibilità dell'investimento.

**Tab. 4.13 – Valutazione finanziaria dell'investimento con ricavi generati dalla tariffa “omnicomprensiva”**

<b>Metodi di valutazione</b>	
Valore Attuale Netto (VAN)	570.804 euro
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	68,4 %
Periodo di pareggio	2,5 anni
ROI	81,0 %
Indice di profittabilità	1,5

*Fonte: Elaborazioni su dati aziendali*

**Tab. 4.14 – Valutazione finanziaria dell'investimento senza ricavi generati dalla tariffa “omnicomprensiva”**

<b>Metodi di valutazione</b>	
Valore Attuale Netto (VAN)	32.837 euro
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	10,3 %
Periodo di pareggio	8,7 anni
ROI	22,2 %
Indice di profittabilità	0,1

*Fonte: Elaborazioni su dati aziendali*

**Tab. 4.15 – Valutazione finanziaria dell'investimento senza ricavi generati dalla tariffa “omnicomprensiva” e senza sostegno all'investimento iniziale**

<b>Metodi di valutazione</b>	
Valore Attuale Netto (VAN)	-110.419 euro
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	1,5 %
Periodo di pareggio	14,5 anni
ROI	13,8 %
Indice di profittabilità	-0,3

*Fonte: Elaborazioni su dati aziendali*



**Tab. 4.16 – Valutazione finanziaria dell’investimento con ricavi generati dalla tariffa “omnicomprensiva” ma senza sostegno all’investimento iniziale**

<b>Metodi di valutazione</b>	
Valore Attuale Netto (VAN)	480.999 euro
Tasso Interno di Rendimento (TIR)	31,8 %
Periodo di pareggio	4,1 anni
ROI	24,3 %
Indice di profittabilità	1,2

*Fonte: Elaborazioni su dati aziendali*

Ciò che emerge dalle simulazioni finanziarie effettuate, è che sono soprattutto i ricavi derivanti dalla tariffa omnicomprensiva a determinare l’elevato grado di convenienza economica del progetto proposto. Anche senza sostegno pubblico ai costi di investimento iniziali, il VAN del progetto risulta essere estremamente positivo (480.999 euro), mentre il periodo di pareggio diviene poco superiore ai 4 anni. Da ciò si evince che l’azienda agricola, più che attraverso uno strumento di politica agricola quale il PSR, trae beneficio da incentivi di politica energetica, in coerenza con le linee guida espresse dalla riforma della PAC.

L’analisi condotta ha verificato, inoltre, l’ammissibilità del progetto alla Misura 311 Azione 3 “Incentivazione della produzione di energia e biocarburanti da fonti rinnovabili” del PSR Veneto. Il progetto rispetta le condizioni di partecipazione previste dato che, anche senza contributo all’investimento iniziale pari ad un massimo del 40% del costo complessivo dell’investimento, presenta un VAN positivo nel periodo compreso tra il quarto e il quindicesimo anno<sup>70</sup>.

In ultima analisi occorre rilevare che la scelta dello smaltimento delle vinacce in cantina per la produzione di energia risulta essere economicamente molto più conveniente per l’azienda vitivinicola rispetto all’opzione della consegna in distilleria. Quest’ultima ha consentito all’azienda campione di incassare dalla consegna delle vinacce della vendemmia 2008 solo 8.768 euro a fronte di un potenziale EBITDA dell’investimento pari a 94.000 euro annui.

<sup>70</sup> Si ricorda che, ai sensi del D.D.L. n. 1195-B del Senato approvato il 9 Luglio 2009, è stata introdotta la possibilità, per gli impianti di proprietà di aziende agricole di dimensioni inferiori a 1MW di potenza installata, di accedere ad altri incentivi pubblici, vale a dire oltre a quelli garantiti dalla tariffa omnicomprensiva per il funzionamento dell’impianto, fino ad un massimo del 40% del costo complessivo dell’investimento.

## CONCLUSIONI

La discussione internazionale in tema di energia e di cambiamenti climatici vede nel Protocollo di Kyoto il suo atto normativo principale. Con l'accordo di Kyoto le Parti contraenti si sono assunte l'impegno, giuridicamente vincolante, di ridurre complessivamente, entro il periodo 2008-2012, del 5,2% i livelli di emissione dei principali gas serra prodotti da attività antropiche rispetto ai valori registrati nel 1990.

Gli elevati costi legati al raggiungimento degli obiettivi hanno, tuttavia, rappresentato l'ostacolo maggiore per l'entrata in vigore del Protocollo, ed è solo con l'approvazione dei meccanismi flessibili nell'ambito degli accordi di Marrakech nel 2001 che il negoziato per la ratifica del Protocollo ha avuto inizio. Il Protocollo è entrato ufficialmente in vigore, infatti, solo nel 2005 dopo la ratifica della Russia, che ha determinato il raggiungimento del livello minimo di emissioni richiesto (55% delle emissioni globali).

L'enfasi sui costi legati al cambiamento climatico viene posta, a metà del 2006, dalla Stern Review, la quale analizza gli effetti del riscaldamento globale sull'economia mondiale (Stern, 2006). La principale conclusione a cui perviene lo studio consiste nella valutazione che i benefici di un intervento tempestivo in materia di cambiamento climatico siano di gran lunga superiori ai costi. A sostegno della tesi è stato stimato un costo pari all'1% del PIL annuo (successivamente elevato dallo stesso Stern al 2%) per contrastare il cambiamento climatico, a fronte di una riduzione del 5-20% del potenziale PIL annuo in caso di mancato intervento. Sebbene vi siano alcuni autori che non ritengono necessario un intervento immediato (Lomborg, 2006), il dibattito nella comunità scientifica internazionale si è sviluppato soprattutto sul metodo con il quale sono derivate le conclusioni del rapporto (Dasgupta, 2006; Stiglitz, 2006; Nordhaus, 2007; Arrow, 2007; Lawson, 2007; Neumeyer, 2007; Weizman, 2007). Le principali perplessità risiedono, in primo luogo, nel fatto che i danni del cambiamento climatico possano essere molto maggiori rispetto alla riduzione del 5-20% del PIL annuo stimata da Stern. Nella valutazione si assume la piena sostituibilità tra il capitale naturale e quello "costruito dall'uomo". Le due forme di capitale non possono,

tuttavia, essere considerate equivalenti, ed è probabile che nel tempo l'impoverimento del capitale naturale ridurrà la capacità di crescita economica. Ne deriva che la prevista riduzione del PIL sarà probabilmente molto più alta. Anche sui costi della mitigazione pari all'1% del PIL sorgono numerose perplessità. Il calcolo così come impostato, basando essenzialmente l'analisi solo sulla tecnologia necessaria per affrontare il cambiamento climatico, non tiene conto delle fluttuazioni dei costi delle tecnologie quando le condizioni di mercato variano. Sorprende, poi, che nella determinazione non siano stati considerati i della politica nazionale ed internazionale, a cui vanno aggiunti i quelli derivanti dall'attribuzione dei fondi finanziari. Il basso tasso utilizzato per l'attualizzazione del danno a carico delle generazioni future, lascia, inoltre, lo spazio ad accesi confronti sul principio di equità intergenerazionale (Sen, 2007). Ne consegue che la vera motivazione dell'urgenza dell'intervento risiede nell'alta probabilità che la crescita non sia sostenibile, che i danni siano molto gravi e che le popolazioni future non siano in grado di contrastarli.

L'avvicinarsi della Conferenza delle Parti di Copenaghen 2009, nella quale è atteso un accordo per il dopo 2012, solleva numerose perplessità sull'efficacia di un accordo stile Kyoto.

In primo luogo, sorge spontanea la domanda se le politiche di cambiamento climatico possano effettivamente essere efficaci in un contesto in cui le principali cause alla base degli attuali livelli di emissioni mostrano una tendenza all'aumento. Tra oggi e il 2050, è previsto un aumento della popolazione mondiale fino a raggiungere i 9 miliardi di persone, con una concentrazione maggiore in Cina, India e Africa. Entro il 2030 si ipotizza un aumento del 50% della domanda mondiale di energia, con una tendenza sostanziale verso la generazione a carbone e a gas. La stima dell'aumento globale del numero di autovetture al 2050 è pari a 2,3 miliardi di veicoli, seguito da un parallelo aumento della domanda per il trasporto aereo. Queste tendenze sono di diversi ordini di grandezza superiori a qualsiasi altro trend positivo in termini di lotta al cambiamento climatico. Per tale ragione le politiche coinvolte potranno essere considerate significative nella misura in cui saranno in grado di intervenire nei confronti di queste massicce tendenze globali.

La risposta politica finora è stata, però, insufficiente. I due principali risultati di Kyoto, vale a dire la fissazione di obiettivi per la riduzione delle emissioni dei paesi

industrializzati e l'istituzione di un quadro di riferimento per successivi accordi, possono essere, essi stessi, oggetto di discussione. Per quanto concerne gli obiettivi, si è visto come i principali paesi aderenti al protocollo non abbiano ottenuto alcuna riduzione significativa delle emissioni tale da produrre un effetto evidente sul riscaldamento globale. Kyoto ha poi dimostrato quanto sia difficile coinvolgere i protagonisti principali (USA, Cina, India) a causa del fatto che le condizioni di base per l'accordo e la sua applicazione sono assenti. In tale ottica i principali problemi riguardano l'attribuzione della responsabilità per il livello esistente di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera, il metodo di misurazione delle emissioni e l'assenza di autorevoli meccanismi di imposizione. Di qui la convinzione della necessità di reimpostare il negoziato dalle fondamenta, dato che gli unici risultati perseguibili da Kyoto, vale a dire l'ampliamento del numero dei paesi ed il graduale irrigidimento degli obiettivi nazionali, non sono destinati a produrre significativi miglioramenti alla soluzione del problema del cambiamento climatico (Helm, 2008).

Il protocollo di Kyoto utilizza un approccio geografico per assegnare le responsabilità delle emissioni. Ma tale metodologia, tuttavia, non fornisce una base adeguata per sviluppare un accordo tra gli Stati. Un'impostazione rivoluzionaria potrebbe derivare dall'assegnazione delle responsabilità sulla base del consumo e non della produzione di emissioni. Questa è la posizione della Cina, la quale attribuisce le responsabilità ai consumatori e non ai produttori di emissioni.

La principale problematica al centro dei negoziati internazionali verso Copenhagen 2009, rimane, comunque, il dilemma del prigioniero, vale a dire la situazione per cui nessuna delle parti ha vantaggio ad impegnarsi, ma tutte condividono i benefici derivanti dall'impegno delle altre. La condizione minima per coinvolgere gli Stati Uniti è che Cina e altri paesi siano disposti ad adottare dei massimali vincolanti per le emissioni. Per i cinesi la condizione necessaria per partecipare al negoziato è rappresentata, come anticipato in precedenza, dall'assegnazione delle responsabilità sulla base di consumo e non di produzione.

Per superare i problemi di incentivazione si dovrà pensare soluzioni diverse da quelle proposte da Kyoto, tra cui una possibile soluzione potrebbe essere quella di togliere dalla dimensione nazionale alcuni elementi di sovranità, delegando i negoziati ad un

nuovo organismo internazionale, che attraverso impegni e accordi sia in grado di ridimensionare i comportamenti di *free-riding*.

In questo quadro si inserisce la politica climatica ed energetica europea, nota come “Pacchetto del 20-20-20” che prevede di ridurre entro il 2020 le emissioni di gas serra del 20%; di risparmiare il 20% del consumo totale di energia; di aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili (FER) al 20% del totale e quella dei biocarburanti al 10% del totale dei combustibili.

Nell’ambito delle fonti rinnovabili, numerosi sono gli interventi normativi realizzati dall’UE negli ultimi anni. La Direttiva 96/92/CE liberalizza il mercato interno dell’energia elettrica, consentendo l’ingresso nel mercato anche ai produttori di energia elettrica da FER. La Direttiva 77/01/CE promuove l’energia elettrica da FER nel mercato dell’elettricità, imponendo la quota del 12% di energia da fonti rinnovabili nel consumo interno lordo entro il 2010. L’ultima Direttiva 2009/28/CE definisce, appunto, l’obiettivo di una quota minima del 20% di energia da fonti rinnovabili nel consumo interno lordo nella Comunità e di una quota del 10% di energia da fonti rinnovabili nel consumo di energia nel settore dei trasporti nei vari Stati membri entro il 2020.

Negli ultimi anni, le tematiche ambientali ed energetiche hanno sempre più coinvolto la Politica Agricola Comunitaria. La PAC nasce negli anni ’50 con il principale obiettivo di sostenere il reddito agli agricoltori per realizzare l’autosufficienza alimentare nell’Europa post-bellica. La politica di sostegno dei prezzi e di difesa dall’importazioni ha, però, creato con il passare degli anni, una situazione di eccedenze finanziariamente insostenibile. Negli anni ’90 si intraprende, così, un processo di riforme che inizia con l’introduzione del pagamento unico agli agricoltori, una forma di sostegno disaccoppiata dalla produzione (Riforma Mac Sharry). Con la successiva Agenda 2000 si afferma il concetto del ruolo multifunzionale dell’agricoltura riconducibile alla funzione di tutela dell’ambiente e di mantenimento della vitalità delle zone rurali. Nel ’99 viene istituito il Fondo per lo Sviluppo Rurale per il sostegno degli interventi strutturali in agricoltura con lo scopo di promuoverne la competitività. È, tuttavia, con la riforma Fischler del 2003 che si introduce per la prima volta la funzione “*no food*” dell’agricoltura, attraverso il sostegno alle colture energetiche. Il collegamento tra politiche agricole e politiche ambientali ed energetiche trova conferma nell’ultimo regolamento dei Piani di Sviluppo Rurale, con una serie di misure basate su una forte

motivazione ambientale ed energetica. Tale politica di sviluppo rurale è stata poi ulteriormente potenziata mediante l'assegnazione di fondi addizionali, in occasione dell'ultimo *Health Check* della PAC del 2008.

Nell'intersezione tra le politiche energetiche e quelle agricole trovano posizione le filiere agro-energetiche, in cui le biomasse vengono trasformate in energia termica ed elettrica, in via diretta per combustione o indiretta, per esempio tramite trasformazione in biogas (Hazell e Pachauri, 2006; Duffield, 2008; Senauer, 2008; Tyner e Taheripour, 2008). La normativa comunitaria con le Direttive 77/01/CE e 2009/28/CE, interviene nel settore imponendo, rispetto al consumo totale di energia, delle quote obbligatorie di energia da fonti di energia rinnovabile (FER). Sono gli incentivi posti in essere dalla normativa nazionale a rendere, tuttavia, potenzialmente conveniente, a livello di singola azienda, l'investimento nel settore delle agro-energie. Tra le numerose misure adottate per lo sviluppo del settore, la norma che ha maggiormente incentivato la diffusione delle FER, a partire dalla fine degli anni '90 è rappresentata dal Decreto legislativo 79/99 di adozione della Direttiva 96/92/CE che istituisce i Certificati Verdi.

Gli interventi normativi più recenti si trovano nella Finanziaria 2008 che introduce alcune modifiche al sistema dei Certificati Verdi e l'interessante alternativa della tariffa "omnicomprensiva" per consentire agli operatori minori di uscire dal mercato dei Certificati Verdi adottando la soluzione di una tariffa unica.

Alle politiche di valorizzazione delle bioenergie pone particolare attenzione anche il settore vitivinicolo, dato che esso già da anni produce enormi eccedenze di vino ed ingenti quantità di sottoprodotti della vinificazione (vinacce e fecce) che potrebbero trovare impiego nella produzione di energia.

In tema di utilizzo nel settore delle bioenergie di vino e sottoprodotti, la recente OCM vino ha prodotto dei cambiamenti significativi. Con la nuova OCM le misure di mercato, tra cui gli aiuti al magazzinaggio privato, gli aiuti per la produzione di succhi d'uva, gli aiuti per l'arricchimento, le restituzioni all'export, la distillazione obbligatoria dei vini da uve a duplice attitudine, la distillazione di alcole per usi commestibili, le distillazioni di crisi, sono venute meno o scompariranno nel breve periodo.

Tali cambiamenti hanno già prodotto effetti rilevanti sull'utilizzo energetico dei prodotti e sottoprodotti della vinificazione. La nuova OCM vino, prevedendo l'abolizione, futura o immediata, di tutte le misure a sostegno delle diverse forme di distillazione,

determina, di fatto, il venir meno dei presupposti per la produzione di alcole a scopo energetico, dato che la produzione di alcol a partire dai prodotti vitivinicoli viene realizzata con costi di produzione più elevati rispetto a quelli sostenuti partendo dalla distillazione di altri prodotti di origine agricola. In merito alla distillazione dei sottoprodotti, invece, le nuove norme rendono interessante l'impiego alternativo di fecce e vinacce nel campo delle bioenergie.

La nuova normativa comunitaria prevede come regola generale il ritiro dei sottoprodotti della vinificazione sotto supervisione. Accanto alla regola generale esiste l'alternativa, a discrezione degli Stati membri, di prevedere la distillazione obbligatoria dei sottoprodotti, con la possibilità poi di destinare le vinacce alla produzione di distillati ad uso alimentare. L'Italia ha scelto la strada della distillazione obbligatoria. Ciò che cambia è che, rispetto alla precedente OCM vino, non viene più pagato ai produttori il prezzo minimo garantito per la distillazione dei sottoprodotti della vinificazione a fini industriali e/o energetici. Ne deriva, per il produttore, una minor convenienza a destinare i sottoprodotti alla distillazione.

In tale contesto, una nuova possibilità di impiego energetico dei sottoprodotti della vinificazione si apre con il DM n. 5396 del 27 novembre 2008. L'articolo 5 di tale norma elenca una serie di casi in cui è previsto l'esonero dall'obbligo di consegna alla distillazione dei sottoprodotti qualora la distillazione rappresenti un onere sproporzionato. Sulla base di queste deroghe si potrebbero presentare nuove opportunità per i viticoltori che potrebbero scegliere come destinare i sottoprodotti: se alla distillazione o a ad altri fini non enologici come ad esempio quello energetico.

I vantaggi di quest'ultima soluzione, in termini di integrazione del reddito e di valorizzazione del sottoprodotto, sembrano interessanti, soprattutto se confrontati con l'alternativa introdotta dalla nuova OCM vino che, di fatto, non offre niente, dal momento in cui toglie al produttore il contributo per la distillazione dei sottoprodotti. L'applicazione proposta ha dimostrato come l'utilizzo dei sottoprodotti della vinificazione all'interno di un impianto di digestione anaerobica possa rappresentare uno strumento di multifunzionalità per l'azienda vitivinicola e che la conseguente riduzione dei costi energetici contribuisce, di fatto, al recupero di competitività sul mercato internazionale per le imprese vitivinicole italiane. Ciò è reso possibile dall'ingente sostegno pubblico agli investimenti nel settore delle bioenergie, sostegno

che ne condiziona in modo determinante il rendimento economico spostando non solo il punto di pareggio da 14,5 a 2,5 anni, ma anche svincolando l'imprenditore agricolo dai rischi di mercato legati al meccanismo dei Certificati Verdi. La tariffa omnicomprensiva si è rivelata, infatti, un incentivo di politica economica molto efficace, perché come si è visto, è in grado di premiare le esternalità positive legate al processo con un surplus di valore rispetto alla tariffa di "mercato" dell'energia elettrica. Rispetto ai Certificati Verdi, la tariffa omnicomprensiva, oltre a generare un effetto calmierante dei prezzi riconosciuti all'agricoltore, è in grado di assicurare la continuità negli approvvigionamenti e nei pagamenti. In fondo ritorniamo alla vecchia PAC con i prezzi garantiti.



## BIBLIOGRAFIA

- AA.VV. (2009). *L'impresa agroenergetica. Ruolo e prospettive nello scenario "2 volte 20 per il 2020"*. Quaderno Aprile 2009. Gruppo 2013. <http://www.gruppo2013.it> Accesso 23 Giugno 2009.
- Araldi, F., Failla S., Restuccia A. e Zagni M. (2009). Vinacce: da scarto industriale a risorsa per produrre biogas. *Informatore agrario*. Supplemento 10/2009.
- Arrow, K.J. (2007). "Global Climate Change: A Challenge to Policy". *Economist's Voice*, n. 4 (3). <http://www.bepress.com/ev/vol4/iss3/art2/>. Accesso 23 Giugno 2009.
- Banse M. e Grethe, H. (2008). Effects of the new biofuel directive on EU land use and agricultural markets. *Paper presented on the 107<sup>th</sup> EAAE Seminar "Modeling Agricultural and Rural Development Policies"*, 30 January-1 February 2008, Siviglia.
- Banse, M., Van Meijl, H., Tabeau, A. e Woltjer, G. (2008). Will EU biofuel policies affect global agricultural markets? *European Review of Agricultural Economics*, n. 35, pag. 117-141.
- Birur, D. K., Hertel, T. W. e Tyner, W. E. The Biofuel Boom: Implications for World Food Markets. *Paper presented at the Food Economy Conference*, 18-19 October 2007, L'Aia.
- Bringezu, S., Ramesohl, S., Arnold, K., Fishedick, M., von Geibler, J., Liedtke, C. e Schütz, H. (2007). *Towards a sustainable biomass strategy*. Discussion Paper n. 163. Wuppertal Institute. <http://www.wupperinst.org>. Accesso 23 Giugno 2009.
- Campbell, H. e Brown, R. (2003). *Benefit-Cost Analysis. Financial and Economic Appraisal using Spreadsheets*. Cambridge University Press.
- Casini L. (2003), Multifunzionalità e riforma della Politica Agricola Comune, *Nuovo Diritto Agrario*, n. 1, pp. 17-35.
- Coyle, W. (2007). The future of biofuels – a global perspective. *Amber Waves*, USDA – ERS, November 2007. <http://www.ers.usda.gov/amberwaves>. Accesso 23 Giugno 2009.
- Cozzi, M. (2008). Agro-energie in Basilicata: un approccio analitico per la valutazione dei costi di trasporto. *Aestimium*, n. 53, pag. 51-74.
- D.D.L. (2009). *Disegno di legge del Senato n. 1195-B "Sviluppo Economico"*, approvato il 9 Luglio, Roma.
- D.M. (2008). *Decreto Ministeriale n. 301 "Disposizioni di attuazione dei regolamenti (CE) n. 479/2008 del Consiglio e (CE) n. 555/2008 della Commissione per quanto riguarda l'applicazione della misura della distillazione dei sottoprodotti della vinificazione"*, 27 Dicembre, Roma.
- Dasgupta P. (2006). Comments on the Stern Review's Economics of Climate Change, *Seminar on the Stern Review's Economics of Climate Change*, Royal Society, 8 Novembre, Londra.

- De La Torre Ugarte, D. G., English B. C. e Jensen K. (2007). Sixty Billion Gallons by 2030: Economic and Agricultural Impacts of Ethanol and Biodiesel Expansion. *American Journal of Agricultural Economics*, n. 89, pag. 1290-1295.
- Devenuto L. e Ragazzoni A. (2008): Il biogas è un affare se la filiera è corta. *L'Informatore Agrario*, n. 18.
- Duffield, J. A. (2008). Bioenergy in a Global Environment: Discussion. *American Journal of Agricultural Economics*, n. 90, pag. 1239-1240.
- E. C. (2003). *Directive 2003/30/EC on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport*. Commissione europea, Bruxelles.
- E. C. (2007). *Biofuels progress report. Report on the progress made in the use of biofuels and other renewable fuels in the member states of the European Union. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. COM(2006) 845 final*. Commissione europea, Bruxelles.
- E. C. (2007). *The impact of a minimum 10% obligation for biofuel use in the EU-27 in 2020 on agricultural markets. Impact assessment of the renewable energy roadmap – March 2007. DG AGRI. Directorate G. Economic Analysis, Perspectives and Evaluations. G.2. Economic Analysis of EU Agriculture*. Commissione europea, Bruxelles.
- E.C. (2008). *20 20 by 2020. Europe's climate change opportunity Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions; COM(2008) 30 final*. European Commission, Brussels.
- E.C. (2008). *Commission Regulation No. 555/2008 laying down detailed rules for implementing Council Regulation (EC) No. 479/2008 on the common organisation of the market in wine as regards support programmes, trade with third countries, production potential and on controls in the wine sector*. European Commission, Brussels.
- E.C. (2008). *Council Regulation No. 479/2008 on the common organisation of the market in wine*. Consiglio europeo, Bruxelles.
- E.C. (2008). *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources; COM (2008) 19 final*. Commissione europea, Brxelles.
- E.C. (2008). *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources; COM (2008) 19 final*. Commissione europea, Bruxelles.
- EEA (2005). *Agriculture and environment in EU-15 – the IRENA indicator report*. EEA Report No. 6/2005. <http://www.eea.europa.eu>. Accesso 23 Giugno 2009.
- EEA (2006). *How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?* Technical Report No. 7/2006. <http://www.eea.europa.eu>. Accesso 23 Giugno 2009.
- EEA (2007). *Estimating the environmentally compatible bio-energy potential from agriculture*. Technical Report No. 12/2007. <http://www.eea.europa.eu>. Accesso 23 Giugno 2009.
- EEA (2008). *Optimising greenhouse gas savings from bioenergy production*. Technical Report No. 9/2008, European Environment Agency. <http://www.eea.europa.eu>. Accesso 23 Giugno 2009.
- Eickhout, B., van Meijl, H., Tabeau, A. e Stehfest, E. The impact of environmental and climate constraints on global food supply. In Hertel, T., Rose, S. and Tol, R.

- (eds), *Economic Analysis of Land Use in Global Climate Change Policy*. Routledge, New York.
- Eickhout, B., van Meijl, H., Tabeau, A. e van Rheenen, R. (2007). Economic and ecological consequences of four European land use scenarios. *Land Use Policy*, n. 24, pag. 562–575.
- Eidman, V. R. (2007). The Promise and Challenge of Bioenergy: Discussion. *American Journal of Agricultural Economics*, n. 89, pag. 1311-1312.
- FAO (2007). Bioenergy development in G8 +5 countries. *Report by the GBEP Secretariat*. <http://www.globalbioenergy.org>. Roma. Accesso 23 Giugno 2009.
- Fargione, F., Hill, J., Tilman, D., Polasky, S. e Hawthorne, P. (2008). Land clearing and the biofuel carbon debt. *Science* 319, pag. 1235–1238.
- Farrell, A. E., Plevin, R. J., Turner, B. T., Jones, A. D., O'Hare, M. e Kammen, D. M. (2006). Ethanol can contribute to energy and environmental goals. *Science* 311, pag. 506–508.
- Gohin, A. (2008). Impacts of the European Biofuel Policy on the Farm Sector: A General Equilibrium Assessment. *Review of Agricultural Economics*, n. 30, pag. 623-641.
- Hamelinck, C. N. e Faaij, A. P. C. (2006). Outlook for advanced biofuels. *Energy Policy*, n. 34, pag. 3268–3283.
- Hazell, P. e Pachauri, R. K. (2006). *Bioenergy and agriculture: promises and challenges. 2020 Vision for Food, Agriculture, and the Environment 2020 – Focus No.14*. International Food Policy Research Institute (IFPRI). Washington DC.
- Helm, D. (2008). Climate-change policy: why has so little been achieved?. *Oxford Review of Economic Policy*, n. 24 (2), pag. 211-238.
- Henke R. (a cura di), (2004). Verso il riconoscimento di una agricoltura multifunzionale. Teorie, politiche, strumenti. Edizioni Scientifiche Italiane, INEA, Roma.
- Hertel, T., Rose, S. e Tol R. (2009) *Economic Analysis of Land Use in Global Climate Change Policy*. Routledge. New York.
- Hoffmann A. (2006). *La nuova politica di sviluppo rurale*. Franco Angeli, Milano.
- Iacomella A. (2007). “Oltre Kyoto. Cambiamenti climatici e nuovi modelli energetici”. Muzzio Editore, Milano.
- Idda L., Furesi R. e Pulina P. (2005). Mid Term Review e multifunzionalità. *Rivista di Economia Agraria*, n. 2, 195-222.
- IEA (2006). *World energy outlook 2007*. International Energy Agency (IEA); OECD Publications, Parigi.
- IEA (2008). *World Energy Outlook*, International Energy Agency, Parigi.
- IEA (2009). *Key World Energy Statistics*, International Energy Agency, Parigi.
- IPCC (2007). *Climate change mitigation: contribution of working Group III to the fourth assessment report*. [http://www.mnp.nl/ipcc/pages\\_media/AR4-chapters.html](http://www.mnp.nl/ipcc/pages_media/AR4-chapters.html) Accesso 23 Giugno 2009.
- IPCC (2007). *Fourth Assessment Report on Climate Change 2007. Synthesis Report – summary for policy makers*. [http://www.mnp.nl/ipcc/pages\\_media/Summary-for-policy-makers.html](http://www.mnp.nl/ipcc/pages_media/Summary-for-policy-makers.html). Accesso 23 Giugno 2009.
- Kartha, S. (2006). Environmental effects of bioenergy. In Hazell, P. and Pachauri, R. K. (eds), *Bioenergy and agriculture: promises and challenges. 2020 Vision for*

- Food, Agriculture, and the Environment 2020 – Focus No.14*. International Food Policy Research Institute (IFPRI). Washington DC.
- Lawson, N. (2006). An appeal to reason: the economics and politics of climate change. *Lecture at the Britain's Centre for Policy Studies*, 1 Novembre, Londra.
- Lomborg B. (2006). Stern Review. The dodgy numbers behind the latest warming scare. *The Wall Street Journal*. 2 Novembre. <http://europe.wsj.com>. Accesso 23 Giugno 2009.
- McCarl, B. A. (2008). Food, Biofuel, Global Agriculture, and Environment: Discussion. *Review of Agricultural Economics* 30, pag. 530-532.
- Menghini S. (2007). La valutazione delle *non commodities* nel ruolo multifunzionale della viticoltura Toscana: l'azione di salvaguardia idrogeologica, in “*Il ruolo del settore vitivinicolo nei processi di sviluppo sostenibile*”, FrancoAngeli, Milano
- MNP (2008). Local and global consequences of the EU renewable directive for biofuels – testing the sustainability criteria. *MNP Report 500143001/2008*. <http://www.mnp.nl/nl/publicaties/2008/index.html>. Amsterdam. Accesso 23 Giugno 2009.
- Msangi, S., Sulser, T., Rosegrant, M. e Valmonte-Santos, R. (2007). Global scenarios for biofuels: impacts and implications. *Farm Policy Journal* 4/2, pag. 1–9.
- Neumeyer, E. (2007). A Missed Opportunity: The Stern Review On Climate Change Fails to Tackle the Issue of Non-Substitutable Loss of Natural Capital. *Global Environmental Change*, n. 17 (3-4), pag. 297-301.
- Nordhaus, W. D. (2007). "A Review of the Stern Review on the Economics of Climate". *Journal of Economic Literature*, n. 45 (3), pag. 686-702.
- Nova, A. (2009). *Investire in Energie Rinnovabili: la convenienza finanziaria per le imprese*. EGEA. Milano.
- OECD (2008). *Environmental indicators for agriculture*. Organisation for Economic Development and Cooperation. Volume 4. Parigi.
- OECD (2008). *OECD environmental outlook to 2030*. Organisation for Economic Development and Cooperation. Parigi.
- OECD/FAO (2007). *Agricultural Outlook 2007–2016*. Organisation for Economic Development and Cooperation (OECD), Food and Agriculture Organisation of the United Nations (FAO). Parigi e Roma.
- Petersen, J. E. (2008). Energy production with agricultural biomass: environmental implications and analytical challenges. *European Review of Agricultural Economics*, n. 35, pag. 385–408.
- Pingali, P., Raney, T. e Wiebe K. (2008). Biofuels and Food Security: Missing the Point. *Review of Agricultural Economics* 30, pag. 506-516.
- Rajagopal, D. e Zilberman, D. (2007). Review of environmental, economic and policy aspects of biofuels. *Policy Research Working Paper 4341*. World Bank. Washington.
- Reggiani, A. (2009). Bio-energy from wine pressings. Draft. Milano.
- Reilly, J. and Paltsev, S. (2007). *Biomass energy and competition for land. Report of MIT*. Joint Program on the Science and Policy of Global Change, No. 145., MIT, Massachusetts, Cambridge.
- REN21 (2008). *Renewables 2007 Global Status Report*. REN21 [http://www.ren21.net/pdf/RE2007\\_Global\\_Status\\_Report.pdf](http://www.ren21.net/pdf/RE2007_Global_Status_Report.pdf). Secretariat and Worldwatch Institute. Parigi. Accesso 23 Giugno 2009.

- Righelato, R. e Spracklen, V. (2007). Carbon mitigation by biofuels or by saving and restoring forests? *Science* 317, pag. 902.
- Salghetti A. e Ferri G. (2005). Metodologia di calcolo del costo di produzione del latte e analisi applicativa su allevamenti convenzionali e biologici. *Annali della Facoltà di Medicina Veterinaria di Parma*, Vol. XXV, pag. 365-380.
- Salghetti A., Ferri G. e Dolci E. (2008). Sostenibilità economica ed ambientale delle attività connesse: la cogenerazione da biogas. *Annali della Facoltà di Medicina Veterinaria di Parma*, Vol. XXVIII, pag. 329-350.
- Scharlemann, J. P. W. e Laurance W. F. (2008). How green are biofuels? *Science* 319, pag.43–44.
- Sen, A. (2000). The Discipline of Cost-Benefit Analysis. *Journal of Legal Studies*, XXIX, pag. 931–952.
- Senauer, B. (2008). Food Market Effects of a Global Resource Shift Toward Bioenergy. *American Journal of Agricultural Economics*, n. 90, pag. 1226-1232.
- Spisni P. (2004). *Che cos'è la multifunzionalità?* Centro Studi Aziendali. Bologna.
- Stern, N. (2006). *Stern review: the economics of climate change*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Stiglitz, J.E. (2006). "A Cool Calculus of Global Warming". *Project Syndicate*. <http://www.project-syndicate.org/commentary/stiglitz77>. Accesso 23 Giugno 2009.
- Tyner, W. E. (2007). What we know and what we need to know on biofuels, food, and feed tradeoffs. *Paper presented at the 'Biofuels, Food & Feed Tradeoffs' Conference organised by Farm Foundation and the USDA*, St. Louis, Missouri; 12–13 April 2007.
- Tyner, W. E. e Taheripour F. (2007). Renewable Energy Policy Alternatives for the Future. *American Journal of Agricultural Economics*, n. 89, pag. 1303-1310.
- UN-Energy (2007). Sustainable bioenergy: a framework for decision makers. *Paper of UN-Energy, an inter-body working group of the United Nations*. Food and Agriculture Organisation of the UN, Roma.
- Vaciago, G. (2008). *Alimentari ed energia: ancora una bolla?* Working Paper n. 7. Gruppo 2013. <http://www.gruppo2013.it>. Accesso 23 Giugno 20.
- Velasquez B. E. (2004). Multifunzionalità: definizione, aspetti tecnico-economici e strumenti. In *Verso il riconoscimento di un'agricoltura multifunzionale*. Inea, Edizioni Scientifiche Italiane, Napoli.
- Von Blottnitz, H. e Curran, M. A. (2007). A review of assessments conducted on bioethanol as a transportation fuel from a net energy, greenhouse gas, and environmental life-cycle perspective. *Journal of Cleaner Production* 15, pag. 607–619.
- Von Lampe, M. (2007). Economics and agricultural market impacts of growing biofuel production. *Agrarwirtschaft* 55, pag. 232–237.
- Weitzman, M.L. (2007). "The Stern Review of the Economics of Climate Change" *Journal of Economic Literature*, n. 45 (3), pag. 703-724.
- Young, T. (2007). *Environmental impacts of first- and second-generation biofuels*. Organisation for Economic Cooperation and Development. COM/TAD/CA/ENV/EPOC 42. Parigi.
- Zah, R., Böni, H., Gauch, M., Hirschler, R., Lehmann, M. e Wäger, P. (2007). *Life cycle assessment of energy products: environmental assessment of biofuels. Executive Summary*. EMPA. Publication 280006; Federal Office for Energy; Berna.

[http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de&dossier\\_id=01273](http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de&dossier_id=01273). Accesso 23 Giugno 2009.