

# **Politiche e strumenti di sostegno allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili.**

## **Casi di studio in paesi dell'Unione Europea°**

**Mauro Alberti\***

### **1 Strumenti di sostegno allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea**

#### **1.1 Il quadro di riferimento per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea**

Oltre che nei programmi quadro sulla ricerca, l'Unione Europea, già nel documento del 1995 "Una politica energetica per l'Unione Europea<sup>1</sup>" indica le fonti rinnovabili come strumento rilevante per raggiungere gli obiettivi di maggiore competitività, sicurezza dell'approvvigionamento e protezione dell'ambiente. Nel successivo (1997) "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili - Libro Bianco per una strategia e un piano d'azione della Comunità" si indica come obiettivo minimo da perseguire al 2010 il raddoppio del contributo percentuale delle rinnovabili al soddisfacimento del fabbisogno energetico comunitario. Inoltre, si invitano gli Stati a individuare obiettivi specifici nell'ambito del quadro più generale e a elaborare strategie nazionali per conseguirli. Non manca il richiamo al ruolo delle rinnovabili nella Comunicazione al Consiglio ed al Parlamento Europeo: "Verso un programma europeo per il cambiamento climatico (ECCP)".

Due sono gli strumenti fondamentali sinora proposti per l'attuazione di tali strategie: uno riguarda la promozione dei biocombustibili, ancora nella fase di proposta di direttiva; l'altro, concretizzatosi a ottobre 2001 in una direttiva, riguarda la promozione dell'elettricità da fonti di energia rinnovabili (direttiva 2001/77/CE). Ci si sofferma, ora, su quest'ultima.

La direttiva, preso atto dei principali vincoli (economici, tecnici, socio-ambientali) esistenti allo sviluppo delle fonti rinnovabili, intende fornire un forte impulso con la definizione di obiettivi chiari ed ambiziosi<sup>2</sup> e con la determinazione di un quadro normativo di riferimento che permetta ai Paesi

---

° L'autore desidera ringraziare Arturo Lorenzoni per i preziosi suggerimenti.

\* [maualberti@libero.it](mailto:maualberti@libero.it).

1COM(95) 682 def. del 13-2-1995: ""Una politica energetica per l'Unione Europea".

<sup>2</sup> L'obiettivo principale è ottenere, entro il 2010, il 25 % dell'energia elettrica a livello comunitario da fonti rinnovabili

Membri di adottare misure atte a rimuovere i suddetti vincoli in una prospettiva di medio-lungo periodo.

Le principali misure cui si accenna nella direttiva sono<sup>1</sup>:

- ❖ Adozione di regimi di sostegno per i produttori di elettricità da fonti rinnovabili<sup>2</sup>;
- ❖ Semplificazione delle procedure amministrative;
- ❖ Agevolazione dell'accesso alla rete.

Nella prosecuzione di questo scritto ci si sofferma in particolare sulle prime due misure, analizzando gli strumenti adottati a livello di taluni Paesi europei per il superamento degli ostacoli, di tipo economico e di tipo regolamentare, ad un più consistente sfruttamento delle energie rinnovabili per la produzione di elettricità.

## **1.2 Gli strumenti di politica energetico-ambientale per il sostegno economico all'elettricità da fonti energetiche rinnovabili**

Al fine di poter operare in coerenza con le indicazioni dell'Unione Europea, nei singoli Paesi membri, sono state attuate politiche ad hoc in favore dell'elettricità da fonti energetiche rinnovabili<sup>3</sup>. Nonostante i meccanismi di incentivazione adottati stiano progressivamente convergendo verso misure sempre più compatibili con i meccanismi di mercato, il panorama delle politiche a sostegno delle FER in Europa è stato nel corso degli anni, e con scelte diverse da parte dei vari paesi, piuttosto diversificato<sup>4</sup>.

### *1.2.1 Rassegna degli strumenti adottati*

Gli strumenti di incentivazione alla produzione di energia rinnovabile adottati in Europa sono principalmente di quattro tipi: sussidi; gare pubbliche per l'approvazione di progetti per la produzione di energia rinnovabile; misure fiscali (tassa sugli agenti inquinanti oppure tassa sulle fonti energetiche diverse da quelle rinnovabili) e diritti negoziabili sul mercato (es. certificati verdi). Vi sono poi delle misure specifiche studiate per incentivare specifiche fonti rinnovabili, come per esempio il fotovoltaico, che attualmente risultano ancora troppo poco competitive.

Uno strumento che può essere adottato in parallelo a tutti quelli sopra ricordati consiste nell'internalizzazione progressiva dei costi esterni legati ai cicli energetici.

Per le specificità delle fonti rinnovabili, vanno incluse tra le politiche di sostegno anche le iniziative volte al superamento di ostacoli di natura regolamentare, come il collegamento degli impianti alla rete elettrica e le procedure autorizzative.

Nel seguito ci si soffermerà, in particolare, sugli incentivi economici e sulle iniziative per agevolare le procedure autorizzative.

---

<sup>1</sup> Vi è una quarta misura, relativa alla Certificazione delle energie rinnovabili (tramite garanzia d'origine), che può essere comunque considerata strumentale al raggiungimento degli altri tre obiettivi. In base alla direttiva, inoltre, la commissione è tenuta a presentare una serie di relazioni sulle diverse esperienze nell'applicazione dei regimi di sostegno e più in generale sull'attuazione della direttiva e sui progressi compiuti. Gli Stati Membri a loro volta presentano relazioni annuali sulle azioni intraprese per la semplificazione delle procedure amministrative e per l'agevolazione dell'accesso alla rete dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

<sup>2</sup> Si parla di regimi efficaci, compatibili con il mercato, adatti alle diverse tecnologie ed aree geografiche, efficienti in termini di costi, durevoli (al fine di attrarre gli investimenti).

<sup>3</sup> Nel seguito, anche laddove si parla di sostegno alle fonti rinnovabili, ci si riferisce più specificamente alla promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili.

<sup>4</sup> Kyoto Club, *“L'industria italiana di tecnologie per le fonti rinnovabili di energia: posizionamento tecnologico e di mercato, prospettive di politiche di incentivazione mirate – Parte I, Cap. 2, Analisi critica degli scenari di crescita delle fonti rinnovabili”*, settembre 2002.

### 1.2.1.1 Sussidi<sup>1</sup>

Lo strumento più diffuso per stimolare le energie rinnovabili sono i sussidi.

Questi si possono dividere principalmente in:

- sussidi sulla capacità installata;
- sussidi alla produzione.

Tra il primo tipo di sussidi, molto diffusa è la pratica di assegnare contributi in conto capitale, che coprono una quota del costo di investimento: questi sono assegnati da organismi governativi e privilegiano in genere impianti con caratteristiche di innovazione tecnologica. I sussidi agli investimenti possono assumere anche la forma di detrazioni fiscali sulle spese di capitale e/o la forma di prestiti agevolati.

I sussidi sulla capacità installata si sono dimostrati utili ad aumentare la potenza ma non in misura corrispondente la produzione di energia rinnovabile, come dimostrano i numerosi casi di impianti costruiti per poter trarre vantaggio degli incentivi finanziari, ma poi mai entrati veramente in esercizio.

Tra i sussidi alla produzione vi sono le tariffe fisse d'immissione (*feed-in tariffs*) che si sono dimostrate, a differenza dei sussidi sulla capacità installata, uno strumento più efficace per stimolare la produzione. La Germania, ha per esempio introdotto nel 1990 e revisionato nel 1998, un'apposita legge (la *StromEinspeisungs Gesetz*) che stabilisce un sistema di tariffe fisse d'immissione. In base a tale legge, le utility hanno l'obbligo di acquistare l'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta nel proprio territorio di fornitura. Questo sistema si è rivelato indubbiamente utile e più efficace, rispetto ad altri (es. le gare pubbliche) per aumentare lo sfruttamento delle FER ma ha dato scarsi risultati nel ridurre il prezzo della generazione energetica da fonti rinnovabili (si vedano figure 3 e 4)<sup>2</sup>.

**Tabella 1: Diversa efficacia di alcuni sistemi d'incentivo nella promozione della capacità installata<sup>3</sup>**

Incentivi	Paesi	Capacità installata a fine anno 2001 (MW)
Tariffe fisse	Germania	8754
	Danimarca	2492
	Spagna	3195
	<b>TOTALE</b>	<b>14441</b>
Gare Pubbliche	Regno Unito	467
	Irlanda	125
	Francia	85
	<b>TOTALE</b>	<b>677</b>

<sup>1</sup> I sussidi sono strumenti che possono incontrare problemi di ammissibilità in quanto misure che distorcono la competizione tra imprese di paesi diversi. E' questo il problema degli aiuti di stato ("State Aid") molto dibattuto all'interno dell'Unione Europea. Nel 2001, ad esempio la Corte di Giustizia europea ha sentenziato che la nuova legislazione tedesca per la promozione delle energie rinnovabili (Renewable Energy Source Act - Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources) non costituisce un aiuto di Stato.

<sup>2</sup> Inoltre il sistema d'incentivo ha finito per svantaggiare quelle utility che si trovavano ad operare in zone con un grande potenziale per le fonti rinnovabili (e che quindi erano costrette all'acquisto, attraverso il pagamento di un "premium price", di un'offerta di FER più consistente di quella a cui devono far fronte i competitori che si trovavano in zone meno adatte per le risorse rinnovabili).

<sup>3</sup> Fonte *Wind Power Monthly* (maggio 2001); il dato sulla capacità installata è il dato parziale ad aprile 2001.

**Tabella 2: Confronto fra prezzi dell'energia eolica in Europa, anno 2000 (Euro/KWh)<sup>1</sup>**

Tariffe fisse garantite			Prezzi medi gara	
Germania	Danimarca	Spagna	Regno Unito	Francia
0,091 <sup>2</sup>	0,08	0,068	0,042	0,048 <sup>3</sup>

Inoltre, mentre nel breve periodo le tariffe fisse d'immissione hanno il vantaggio di rendere sicuro l'investimento garantendo dei ritorni certi, nel lungo periodo il costo del sussidio può risultare troppo oneroso per il settore pubblico in seguito all'entrata di nuovi produttori nel settore. Anche se i sistemi a tariffe fisse d'immissione sono indubbiamente utili per consentire il decollo di tecnologie rinnovabili non ancora mature, è generalmente riconosciuto pertanto che queste debbano essere sostituite nel lungo periodo e con il crescente peso assunto dalle fonti rinnovabili, da strumenti di mercato basati sulla concorrenza.

#### 1.2.1.2 Gare pubbliche

Un sistema che permette a tutti gli attori di avere pari opportunità e di ridurre i costi è quello di fornire un sussidio limitatamente a una prefissata quantità di energia da fonti rinnovabili, che deve essere fornita da produttori selezionati con un meccanismo di gara. Questi ultimi devono dunque competere tra di loro per aggiudicarsi i sussidi messi a disposizione dallo Stato attraverso gare pubbliche. Per ogni gara, solo i progetti più competitivi in termini di costi verranno giudicati idonei a ricevere il sussidio.

Il Regno Unito e l'Irlanda sono tra i paesi che hanno adottato questo meccanismo a gara (che è per altro già stato sostituito da un nuovo sistema d'incentivo: la *Renewable Energy Obligation*) per l'approvazione di progetti per la produzione di energia rinnovabile.

Il sistema di gare pubbliche adottato dal Regno Unito si è dimostrato decisamente utile per ridurre il prezzo pagato per la generazione di energia rinnovabile (in quanto i progetti venivano selezionati sulla base di un piano di fattibilità tecnico-economica dove dovevano essere esplicitati i prezzi di vendita dell'energia), ma meno adatto per aumentare la capacità di sfruttamento delle energie rinnovabili. I problemi più rilevanti hanno interessato principalmente le modalità di implementazione del sistema d'incentivo ed il notevole margine di incertezza ad esso legato. Gli investitori interessati a prender parte alle gare pubbliche hanno innanzitutto dovuto fare i conti con le opportunità molto ridotte di potersi aggiudicare un sussidio e di poter quindi fare affidamento su un eventuale finanziamento solo dopo la vincita della gara. In secondo luogo, nonostante che agli operatori risultati vincenti venisse concesso un periodo di cinque anni per implementare il progetto, in molti casi questo non si è dimostrato sufficiente per risolvere eventuali problemi incontrati in fase di progettazione e costruzione degli impianti. Un terzo aspetto che ha contribuito a creare un clima di incertezza è stato costituito dal fatto che al momento della pubblicazione dei bandi di gara non risultava chiaro quale parte della quota totale destinata al programma di incentivo sarebbe stata destinata alle singole tipologie rinnovabili. In questo senso le preferenze e la volontà degli esperti chiamati a decidere delle gare pubbliche ha reso particolarmente difficile per i potenziali investitori stabilire quali sarebbero state, nel lungo periodo, le dimensioni del mercato per le diverse tecnologie rinnovabili. A causa di tutte queste incertezze non è stata possibile da parte degli

<sup>1</sup> Fonte: EC 2001.

<sup>2</sup> La nuova legislazione tedesca per la rinnovabili prevede, dopo 5 anni, il passaggio ad un prezzo di 0,061 €KWh.

<sup>3</sup> Nuova tariffa fissa pari a 0,084 €KWh garantito per 5 anni, dopodiché la tariffa scende a 0,031 €KWh.

investitori potenziali, una pianificazione di lungo periodo e ciò ha finito per incidere negativamente sull'aumento della capacità di sfruttamento delle fonti rinnovabili.

### 1.2.1.3 Misure fiscali

Un altro strumento politico a disposizione del legislatore per incentivare le fonti rinnovabili e che offre il vantaggio di essere in linea con i principi del libero mercato, consiste nell'internalizzare i costi esterni delle fonti energetiche non rinnovabili. Ciò può essere fatto introducendo due tipi di tasse: una tassa sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> oppure una tassa che colpisca le fonti d'energia convenzionali, ma esenti le rinnovabili.

Entrambe le misure presentano dei vantaggi ma tutto dipende dagli obiettivi che il legislatore si prefigge. Se l'obiettivo, infatti, è quello di stimolare la produzione di energia "verde", le esenzioni fiscali sono indubbiamente da preferire in quanto le tasse sulle emissioni tendono a non cambiare il mix di fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia elettrica, ma a sviluppare forme di intervento volte a ridurre il loro impatto ambientale. Di contro, se l'obiettivo è quello di promuovere misure legate non solo e non tanto allo sviluppo delle FER ma anche al raggiungimento di un maggior risparmio energetico o appunto alla riduzione dell'impatto ambientale delle fonti convenzionali, allora la misura da preferire sono le tasse sulle emissioni.

Le misure fiscali sono già presenti in molti paesi europei ed hanno certamente contribuito a colmare in parte il divario tra i costi delle energie rinnovabili e quelli delle fonti energetiche convenzionali, tuttavia, a seguito di considerazioni di competitività internazionale, queste tasse non sono state mai fissate a livelli tali da permettere un reale sviluppo e sfruttamento delle fonti rinnovabili. Perché il sistema possa funzionare è necessario che tasse ambientali siano introdotte simultaneamente nei vari paesi europei. I tentativi fatti fino ad ora sono falliti principalmente per il coesistere di diversi interessi e di strutture industriali dissimili nei vari paesi europei, ma anche per considerazioni di competitività internazionale con paesi come gli Stati Uniti e il Giappone.

### 1.2.1.4 Diritti (certificati) negoziabili sul mercato

#### CERTIFICATI VERDI

I certificati verdi rappresentano una modalità relativamente nuova per conciliare l'esigenza di sostenere l'energia rinnovabile a costi più bassi con uno sfruttamento più deciso e su più ampia scala. I certificati verdi<sup>1</sup> sono titoli attribuiti all'energia elettrica da fonti rinnovabili. Si tratta di titoli

---

<sup>1</sup> Tale strumento costituisce un caso particolare del più noto (in letteratura) meccanismo dei permessi di emissioni trasferibili (Transferable Emission Permits (TEPs)), del quale condivide la base teorica. Entrambi i sistemi nascono con l'assegnazione di diritti (limitati) per lo sfruttamento di determinate risorse, diritti che sono delineati come negoziabili in condizioni di libero mercato in base alla convenienza dei detentori. In questo modo si viene ad ottenere, nell'uso delle risorse, la combinazione produttiva più efficiente, che minimizza quindi il costo complessivo della misura studiata. Questo tipo di meccanismo può essere particolarmente utile, quindi, nel caso ci si trovi in presenza di sostanze inquinanti che potremmo definire ad assorbimento uniforme (Tietenberg definisce tali sostanze "*Uniformly mixed assimilative pollutants*". Cfr. Tietenberg [1985, pp. 17 -30]) e che presentano due caratteristiche peculiari tendenti a ridurre la complessità dell'applicazione di un sistema di questo tipo: 1) sono sostanze che non si accumulano nel tempo: in considerazione del fatto che la loro capacità di assorbimento da parte dell'ambiente è proporzionalmente più elevata del loro tasso di emissione, il livello di inquinamento registrato in un anno è sostanzialmente indipendente dalle quantità di sostanza emesse negli anni precedenti; 2) la concentrazione di sostanza rilevabile nell'ambiente dipende esclusivamente dalla quantità totale emessa, e non da come essa è ripartita fra le varie fonti.

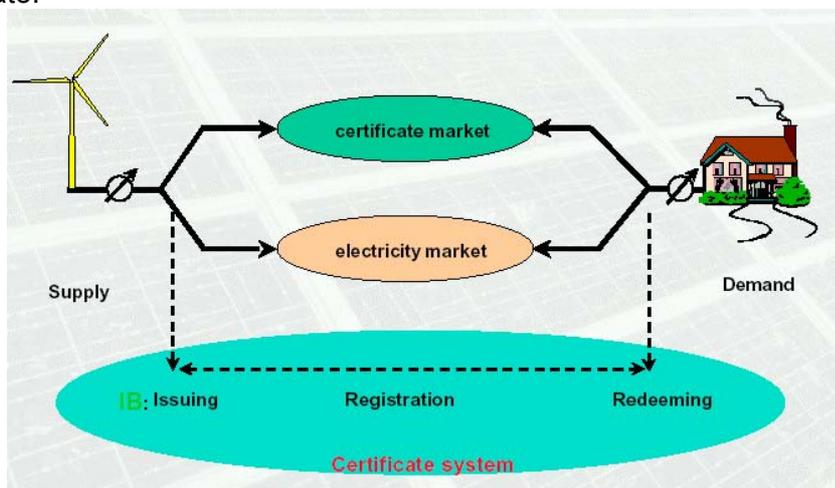
Nel contesto delle emissioni di CO<sub>2</sub>, queste condizioni fanno in modo che sia indifferente da chi e dove viene effettuato l'abbattimento delle emissioni, abbattimento che in condizioni di libero mercato viene effettuato da chi sopporta i costi minori (secondo il criterio di efficienza). Su questo principio si basa il sistema di TDP proposto alla Conferenza di Kyoto per ridurre le emissioni dell'anidride carbonica su scala mondiale. Per quanto riguarda le energie rinnovabili è necessario ricordare che le misure, oltre alla riduzione di emissioni inquinanti, mirano anche alla diversificazione ed

“al portatore” e in quanto tali disgiunti dall’energia che rappresentano; possono essere negoziati liberamente in un mercato appositamente creato e possono cambiare più volte proprietario (sia attraverso contrattazioni tra singoli che con la loro collocazione sul mercato della Borsa dell’Energia) prima di essere annullati e tolti dalla circolazione. Al fine però di assicurare un reale incremento dello sfruttamento delle energie rinnovabili senza che queste vengano penalizzate dalla scarsa competitività del loro costo rispetto a quello delle fonti energetiche convenzionali, è indispensabile mettere a punto un meccanismo in grado di generare la domanda per i certificati emessi. Questa può essere organizzata in modi diversi a seconda delle politiche energetiche che si vogliono promuovere e della velocità ed intensità con cui si vogliono promuovere le FER. Fondamentalmente la domanda può essere però di due tipi: volontaria o obbligatoria<sup>1</sup> ( come nel caso italiano).

Il mercato in cui si scambiano i diritti è governato, come ogni altro mercato, dalla legge della domanda e dell’offerta. Per ottenere i diritti necessari a rispettare il vincolo/obbligo introdotto, gli attori pagano un prezzo che dipende dalla domanda (determinata dal vincolo stesso) e dall’offerta. In presenza di un’offerta ridotta rispetto alla domanda il prezzo tende a crescere, costituendo un incentivo ad investire nella “produzione” di ulteriori diritti<sup>2</sup> (che possono essere rivenduti); in condizioni di libero mercato la risorsa scarsa (diritti) viene “prodotta”, in teoria, in maniera efficiente ed il suo prezzo viene spinto in basso dalla competizione tra i “produttori”.

I certificati verdi, almeno dal punto di vista teorico, vengono pertanto considerati un modo *cost-effective* per promuovere lo sviluppo delle energie rinnovabili in quanto:

- Promuovendo la competizione tra i produttori, abbassano il costo della generazione delle energie rinnovabili;
- In presenza di un obbligo a produrre una determinata quota di energia rinnovabile, stabile o crescente nel tempo, e quindi in presenza di una domanda nota, attraggono nuovi operatori nel mercato.



**Figura 1: Esempificazione del meccanismo dei Certificati Verdi (o Certificati di Energia Rinnovabile)**

---

alla sicurezza delle fonti di approvvigionamento. Inoltre le centrali occupano spazio e questo contribuisce a rendere più probabile l’esistenza di altri vincoli (territoriali) che agiscono insieme al criterio di efficienza nel determinare la collocazione degli impianti (le “zone” migliori, le aree più ventose nel caso dell’energia eolica, potrebbero ad esempio essere soggette a vincoli paesistici).

<sup>1</sup> Viene introdotto un obbligo, crescente, alla produzione o al consumo di energia da fonti rinnovabili.

<sup>2</sup> Investire cioè nella produzione di energia da fonti rinnovabili (immettendo sul mercato nuovi Certificati Verdi).

### 1.2.2 La valutazione dei regimi di sostegno economico

Gli strumenti che possono essere adottati al fine di promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili possono essere valutati in relazione ad alcuni criteri fondamentali per lo sviluppo delle fonti rinnovabili:

- Capacità di stimolare la produzione di energia (elettrica) da fonti rinnovabili;
- Efficienza dinamica e incentivi alla riduzione dei costi;
- Stimolo all'innovazione tecnologica;
- Spesa netta per la collettività e conseguenti effetti sul piano industriale.

In sede di analisi, gli strumenti non devono comunque essere contrapposti in maniera assoluta, non si escludono cioè l'un l'altro. Piuttosto, tra tutti quelli disponibili (descritti in precedenza) deve essere scelto lo strumento (o la combinazione di strumenti<sup>1</sup>) più adatto per raggiungere gli obiettivi prioritari individuati.

A tale scopo, più che il cosa (tipo di strumento adottato) può essere determinante il quanto (livello della tariffa fissa, quantità di produzione obbligatoria, entità del sussidio all'investimento, consistenza dell'imposta) nonché il come (modalità di introduzione dello strumento e modalità di correzione nel tempo dei parametri fissati inizialmente<sup>2</sup>).

Val la pena di ricordare che, nella scelta del regime di sostegno da adottare entrano in gioco anche una serie di altri fattori, connessi alle principali caratteristiche del paese e del settore energetico considerato, tra cui:

- tipologia di attori prevalenti nel settore energetico: grosse aziende oppure public utilities locali o ancora cooperative e piccole-medie imprese<sup>3</sup>;
- presenza di numerose aziende nazionali nel settore industriale delle energie rinnovabili (produzione diretta ed indotto) → la volontà di far crescere un'industria nazionale è spesso un buon motivo per stabilire degli incentivi "più sicuri" come le tariffe fisse;

Tali fattori, in combinazione con gli altri aspetti menzionati in precedenza, possono spingere verso determinate decisioni in relazione ai regimi di sostegno<sup>4</sup>.

Nel seguito del capitolo sono analizzati gli strumenti ritenuti più importanti per un corretto sostegno, in futuro, alle energie rinnovabili nell'ambito dell'Unione Europea: 1) i meccanismi di sostegno economico orientati al mercato, che, in previsione di una completa liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, avranno un ruolo fondamentale per condurre la produzione di energia da fonti rinnovabili verso un contesto competitivo comune<sup>5</sup>; 2) i regimi autorizzativi, che giocheranno un ruolo fondamentale nell'orientare lo sviluppo territoriale delle diverse regioni

---

<sup>1</sup> Ad esempio strumenti di prezzo (sussidi alla produzione), che presentano un più elevato livello di surplus di cui il produttore si può appropriare possono essere sostituiti da strumenti di quantità (quote obbligatorie) in combinazione di un più elevato sostegno alla R&S, a cui sembra tendere la nuova strategia britannica.

<sup>2</sup> Si veda ad esempio il processo di consultazione per l'introduzione della Renewables Obligation in UK e la relativa valutazione di impatto "globale".

<sup>3</sup> La valutazione della posizione attribuita alle diverse tipologie di attori riveste grande importanza anche alla luce della necessità, per i promotori di iniziative relative alle fonti rinnovabili (es. progetto centrale eolica), di conoscere le politiche, la regolamentazione ed i procedimenti autorizzativi adottati a livello locale.

<sup>4</sup> Questa considerazione non deve però condurre all'argomentazione che tutte le decisioni prese siano obbligate o che non vi siano modalità diverse di regolare e combinare gli strumenti nell'applicazione concreta. In Italia, ad esempio, pur in regime di tariffe fisse (CIP6) è stato forse un po' trascurato il sostegno alle piccole-medie imprese nel settore delle fonti rinnovabili, imprese che, anche alla luce dei risultati ottenuti in altri paesi, si sono dimostrate alquanto adatte per questo tipo di business.

<sup>5</sup> Mercato interno dell'Unione Europea.

europee verso modelli in cui crescita economica e garanzia della sostenibilità energetica si bilancino correttamente.

### **1.3 Approfondimento dei meccanismi di sostegno economico diretto orientati al mercato<sup>1</sup>**

#### *1.3.1 Concetti generali*

Come accennato in precedenza uno degli strumenti che si possono adottare al fine di sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili è quello dei diritti negoziabili (es. certificati verdi o certificati di energia rinnovabile<sup>2</sup>). Al di là di quelli che sono gli aspetti teorici in precedenza introdotti, lo strumento deve essere poi in pratica delineato attraverso una serie di criteri e parametri (che vengono descritti nel paragrafo successivo) che possano garantire il corretto funzionamento e la rispondenza alle esigenze della linea politica adottata.

#### *1.3.2 Funzionamento del meccanismo<sup>3</sup>*

Innanzitutto, come ricordato in precedenza, l'obbligo di ottenere un determinato volume (tipicamente definito come percentuale del volume totale) di energia da fonti rinnovabili può essere assunto in maniera volontaria da i soggetti che decidono di partecipare al meccanismo oppure imposto dal governo. In secondo luogo vi sono diverse modalità di distribuzione dei (maggiori) costi sostenuti per la produzione di energia da fonti rinnovabili: costi trasmessi lungo la filiera e trasferiti a tutti i clienti finali come aumento generale di prezzo oppure costi trasferiti solo ai clienti che decidono di partecipare al programma di supporto alle fonti rinnovabili<sup>4</sup>. Infine tale obbligo può, in teoria, essere fissato a diversi stadi della filiera energetica: produzione, distribuzione, vendita, utilizzo. Una soluzione univoca sui soggetti da sottoporre all'obbligo ovviamente non esiste<sup>5</sup>, dipendendo piuttosto dalle caratteristiche del settore energetico nel Paese considerato.

L'obbligo inoltre può riguardare il "prodotto" energia elettrica o più in generale il "prodotto" energia. I meccanismi di questo tipo (mercato dei certificati) finora introdotti nell'Unione Europea prevedono un obbligo sulla quota di energia elettrica (che dovrebbe essere considerevolmente più semplice da certificare come "verde").

La struttura di mercato che si viene a creare, tuttavia, qualora non accompagnata da regole idonee (con informazioni messe a disposizione di tutti) potrebbe causare un'eccessiva rischiosità per i soggetti all'obbligo<sup>6</sup>.

Le regole che possono essere utilizzate, che agiscono sul trade-off tra risultati in termini di certificati prodotti e grado di rischio per gli attori coinvolti sono le seguenti<sup>7</sup>:

---

<sup>1</sup> Si tratta in realtà di meccanismi che simulano l'esistenza di un mercato di risorse scarse.

<sup>2</sup> Renewable Energy Certificates (RECs) in inglese.

<sup>3</sup> Per un confronto degli stati europei che hanno adottato (o adotteranno) lo strumento si veda Allegato E: *Stato di attuazione del meccanismo dei Certificati Verdi nei Paesi dell'Unione Europea*.

<sup>4</sup> Approcci volontari sono utilizzati in Paesi caratterizzati da una diffusa sensibilità e responsabilità in materia ambientale (vedi caso Olandese).

<sup>5</sup> Infatti nei diversi Stati Membri che adottano questo meccanismo l'obbligo è posto su diversi soggetti (produttori in Italia; venditori in Belgio, Gran Bretagna, Olanda e Svezia; clienti in Austria, Danimarca; in Svezia i clienti possono a loro volta registrarsi per adempiere ad una quota obbligatoria).

<sup>6</sup> Così come, in altro caso, comportamenti di tipo speculativo da parte di alcuni attori.

<sup>7</sup> Queste regole consentono una minor o maggior flessibilità nel rispetto degli obblighi per gli attori coinvolti; laddove aumenta la flessibilità diminuisce il rischio ma diminuisce anche la sicurezza dei risultati in termini di CV prodotti.

- presenza di un prezzo minimo e massimo per i certificati → la presenza di un prezzo minimo e massimo costituisce un'ulteriore informazione e/o garanzia per gli attori sulla redditività dei propri investimenti<sup>1</sup>;
- periodo di validità del certificato → più è lungo il periodo di validità maggiore è la possibilità per gli attori soggetti all'obbligo di compensare nel tempo fluttuazioni "naturali"<sup>2</sup> nell'offerta;
- possibilità di accantonare certificati ed utilizzarli per adempiere ad obblighi futuri<sup>3</sup> o di considerare (contabilizzare) la produzione futura per adempiere agli obblighi presenti<sup>4</sup> → allo stesso modo con tali possibilità diminuisce il rischio per gli attori soggetti all'obbligo<sup>5</sup>;
- presenza di una sanzione per le non conformità → più elevata è la sanzione per chi non rispetta l'obbligo maggiore è la probabilità che gli obblighi siano rispettati (ma maggiore è anche il rischio di costi elevati per gli attori coinvolti).

Altre possibili decisioni riguardano l'orizzonte temporale coperto dal meccanismo, così come il periodo massimo per il quale viene garantito ad un impianto il diritto a ricevere certificati verdi. Questo ultimo limite può essere utilizzato per indurre investimenti in nuovi impianti e non sovvenzionare in maniera eccessiva impianti ormai completamente ammortati.

Infine devono essere definite le modalità di scambio dei certificati, con la scelta di trattazioni aperte oppure limitate ad un apposito mercato (borsa) dei certificati, possibilità di contratti di lungo periodo, possibilità di titoli a copertura futura (a termine) e titoli derivati.

### 1.3.3 Il caso Italiano

In Italia, il meccanismo dei certificati verdi è diventato operativo dal 1 Gennaio 2002. Come accennato in precedenza esso consiste nell'obbligo, a carico dei grandi importatori e produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, a decorrere dal 2002, di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999. La percentuale è inizialmente fissata al 2% (calcolato sulla produzione o importazione da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtata dell'elettricità prodotta in cogenerazione, degli autoconsumi di centrale, delle esportazioni, con una "franchigia" di 100 GWh). L'obbligo può essere soddisfatto anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori.

Il recente disegno di legge di riordino e riforma del settore energetico prevede inoltre l'incremento della quota minima obbligatoria, del 2%, di 0,35 punti percentuali per ogni anno a decorrere dal 2006 fino al 2012.

In base al meccanismo, l'elettricità da fonti rinnovabili viene ceduta alla rete godendo della precedenza nel dispacciamento. In aggiunta, al produttore vengono rilasciati, annualmente e per otto anni, i certificati verdi, commerciabili in un mercato parallelo, il cui funzionamento è stato organizzato nell'ambito del regolamento del mercato elettrico, ma che da questo è svincolato. I certificati verdi costituiscono lo strumento con il quale i soggetti sottoposti all'obbligo della quota minima devono dimostrare di avervi adempiuto.

<sup>1</sup> Il prezzo massimo permette inoltre di definire a priori il costo sociale del meccanismo (sovvenzione massima alle fonti rinnovabili) ovvero il costo che grava sui cittadini.

<sup>2</sup> Dovute ad eventi naturali (annate favorevoli o sfavorevoli).

<sup>3</sup> Cosiddetto meccanismo di "banking".

<sup>4</sup> Cosiddetto meccanismo di "borrowing".

<sup>5</sup> Con la possibilità di considerare senza limiti la (potenziale) produzione futura il rischio in pratica si azzera, ma anche i risultati effettivi divengono estremamente aleatori, perciò tale possibilità viene generalmente concessa solo parzialmente.

Il decreto ministeriale 11 novembre 1999 reca anche disposizioni affinché sia noto, anno per anno, una sorta di valore massimo di riferimento a cui è possibile “piazzare” i certificati verdi. Infatti, gli impianti Cip 6/92 entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999 hanno anch'essi diritto ai certificati verdi, i quali, però, sono di proprietà del Gestore della rete (GRTN<sup>1</sup>): questi li immette sul mercato a un prezzo determinato in base alla differenza tra l'onere di acquisto dell'elettricità Cip 6/92 (quando viene riconosciuta anche la quota incentivante) e i proventi della vendita della medesima elettricità. Infine, per gli inadempienti sono stabilite sanzioni, originariamente consistenti nella limitazione alla partecipazione al mercato dell'elettricità, ma che, qualora venisse approvato il citato ddl, sarebbero di natura pecuniaria (pari a 1,5 volte la somma necessaria per l'acquisto di certificati verdi in quantità pari all'entità dell'inadempienza).

Nel complesso, il meccanismo mira a stimolare la competizione tra gli operatori delle rinnovabili e tra le diverse tecnologie, allo scopo di conseguire il risultato (il raggiungimento della quota minima) al minor costo per la collettività.

Per quanto concerne gli obiettivi finora raggiunti attraverso il meccanismo, ci si può riferire ad i dati comunicati dal Gestore (GRTN) per l'anno 2002, sulla base delle autocertificazioni fornite dai soggetti sottoposti all'obbligo della quota minima e della gestione del meccanismo dei certificati verdi e del Cip 6/92,:

- domanda di certificati verdi corrispondente alla quota del 2%: 3,3 TWh;
- offerta prevista di certificati verdi da impianti nuovi non Cip 6/92: 1,2 TWh;
- offerta di certificati verdi Cip 6/92, di proprietà del Gestore della rete: 4,3 TWh;
- prezzo previsto di collocamento dei certificati verdi del Gestore della rete: 8,4 cent€/kWh.

#### **1.4 Politiche per la semplificazione delle procedure regolamentari ed autorizzative – Il settore dell'energia eolica**

Il secondo aspetto fondamentale da considerare in relazione alle possibilità di sviluppo delle fonti rinnovabili (oltre alle incentivazioni economiche) è costituito dai procedimenti regolamentari ed autorizzativi che consentono di avviare concretamente la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili<sup>2</sup>

In questo paragrafo si considerano le problematiche regolamentari ed autorizzative con particolare riguardo all'energia eolica ed all'inserimento di impianti che sfruttano tale energia nel territorio. Ci sembra opportuno indagare in profondità tale comparto in ragione di due elementi peculiari. In primo luogo l'energia eolica è stata negli ultimi anni (ed è tuttora) la fonte rinnovabile caratterizzata dalla maggiore crescita nei paesi industrializzati (area OECD) del mondo ed in particolare in Europa<sup>3</sup>; la stessa forte crescita è attesa per i prossimi dieci anni in queste ed altre aree (India, Cina) del mondo. In secondo luogo l'eolico è una delle fonti rinnovabili che per sua natura maggiormente necessita di una forte diffusione delle macchine (aerogeneratori) sul territorio per ottenere una potenza installata che sia economicamente conveniente; come vedremo l'estensione dell'impianto può ulteriormente complicare i processi di autorizzazione.

---

<sup>1</sup> Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

<sup>2</sup> Un terzo aspetto, come si può evincere dalla Direttiva 2001/77/CE in materia di fonti rinnovabili, è la possibilità di allacciamento ed accesso non discriminato alla rete elettrica per le fonti.

<sup>3</sup> Si veda *World Energy Outlook 2002*, OECD/IEA.

#### 1.4.1 L'autorizzazione degli impianti nelle politiche di gestione del territorio

Il problema della collocazione degli impianti nel territorio si pone all'interno del più ampio quadro delle politiche di sviluppo economico, di gestione strategica delle risorse (rinnovabili e non) e di pianificazione territoriale adottate all'interno di un paese o di una regione. Come abbiamo in parte già osservato, a livello di Unione Europea sembrano delinarsi, perlomeno nel settore energetico, alcune significative misure<sup>1</sup> volte ad introdurre un modello di sviluppo più compatibile con le esigenze dell'ambiente e delle varie realtà territoriali. Queste misure spingono di conseguenza, anche all'interno degli Stati membri, i diversi attori<sup>2</sup> coinvolti ad adottare regole ed anche comportamenti, in materia di pianificazione del territorio e di definizione delle modalità per l'utilizzo dello stesso, che possano risultare coerenti con gli indirizzi dell'Unione Europea. Benché gli strumenti scelti possano essere differenti<sup>3</sup> l'obiettivo comune è quindi quello di impostare una più efficiente (e, forse, più sostenibile) gestione delle risorse. Obiettivo altrettanto importante è poi quello di garantire tempi rapidi per l'attuazione di progetti di utilizzo del territorio che si dimostrino compatibili con la realtà (ambientale, sociale) dell'area considerata.

Vale la pena di ricordare che la problematica dell'inserimento di infrastrutture nel territorio ha sempre una forte componente locale, interessando le caratteristiche (socio-economiche ed ambientali) specifiche dell'area interessata<sup>4</sup>. Perciò, mentre lo sfruttamento dell'energia rinnovabile è un obiettivo deciso a livello europeo o statale (al limite regionale)<sup>5</sup>, le autorizzazioni all'inserimento nel territorio delle centrali sono scelte di responsabilità degli enti locali<sup>6</sup>, in quanto rilevanti soprattutto a livello locale<sup>7</sup>.

#### 1.4.2 Le centrali eoliche<sup>8</sup>

Nel corso degli anni '90 la tecnologia per lo sfruttamento dell'energia eolica ha raggiunto, in alcune aree, la maturità industriale ed una certa competitività economica. L'energia eolica è considerata, dal punto di vista delle potenzialità e dei risultati conseguibili nel prossimo futuro, come una delle fonti rinnovabili più interessanti. In particolare in base ad alcune stime della disponibilità della risorsa (potenziale teorico) nelle diverse aree del mondo<sup>9</sup>, l'energia eolica potrebbe arrivare a contribuire al 20% dei consumi di energia elettrica entro il 2020. Anzi, in alcune zone (Nord America, area del Pacifico e America Latina) essa potrebbe concorrere ad una quota anche più elevata.

---

<sup>1</sup> Tra queste la promozione delle fonti rinnovabili, ma in senso più ampio anche la fiscalità di natura ambientale, la liberalizzazione dei settori elettrico e del gas, il decentramento delle competenze in materia energetico-ambientale.

<sup>2</sup> Soggetti che hanno diverse competenze e diversi ruoli. Tra essi ministeri e commissioni di governo, regioni, enti locali, ma anche authorities, imprese, associazioni.

<sup>3</sup> Ad esempio strumenti di pianificazione ai diversi livelli (statale, regionale, locale) e delle diverse componenti (pianificazione delle risorse idriche, pianificazione energetica, ecc.), strumenti di definizione delle modalità d'utilizzo (piani regolatori, carte di zonizzazione acustica, ecc.), strumenti di valutazione dell'impatto dei progetti di utilizzo del territorio (valutazione impatto ambientale, ecc.).

<sup>4</sup> Maarten Wolsink, *"Institutional Capacity for Spatial Implementation of Renewable Energy"*, AME - Department of Geography and Planning, University of Amsterdam, 2001.

<sup>5</sup> Come rimedio a problemi che manifestano i propri effetti su larga scala (es. cambiamento climatico)

<sup>6</sup> E di altri organi preposti alla tutela del territorio.

<sup>7</sup> Dunque, si ha un classico esempio di obiettivi globali da conseguire con azioni locali.

<sup>8</sup> Per un quadro generale sull'energia eolica in Europa si veda **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

<sup>9</sup> Stime condotte dall'*European Wind Energy Association* (EWEA). Si consideri comunque che il potenziale teorico non coincide necessariamente con il potenziale tecnicamente utilizzabile e quest'ultimo a sua volta è altra cosa rispetto al potenziale economicamente utilizzabile.

In diversi paesi europei (Germania, Danimarca, Spagna) l'energia eolica ha già peraltro guadagnato quote di mercato rilevanti. Alla fine dell'anno 2001, in Germania risultavano installati ca. 8700 MW di potenza eolica, in Danimarca ca. 2500 MW e in Spagna altri ca. 3500 MW. Alla stessa data, in Italia, la potenza installata raggiungeva circa 700 MW e negli Stati Uniti 4200 MW<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Negli Stati Uniti l'obiettivo è arrivare a 80.000 MW in circa 20 anni.

**Tabella 3: Potenza eolica installata nel 2001 e valore complessivo a fine 2001<sup>1</sup>**

Paese	Nuove installazioni 2001 (MW)	Potenza totale a fine 2001 (MW)
Germania	2627	8754
Stati Uniti d'America	1635	4245
Spagna	1050	3195
Danimarca	115	2492
India	236	1456
Italia	276	671
Regno Unito	107	467
Cina	75	406
Giappone	217	357
Grecia	84	269
Altri	402	2140
<b>Totale</b>	<b>6824</b>	<b>24452</b>

Turbine<sup>2</sup> a vento vengono ormai correntemente installate e connesse alla rete sia in forma isolata che in installazioni multiple (*wind farms*) e quasi tutti i paesi avanzati hanno ormai ultimato la mappatura dei siti con caratteristiche eoliche adeguate.

La taglia media dei generatori installati in Europa nell'anno 2001 è stata di circa 1300 kW in Germania, 850 kW in Danimarca, 720 kW in Spagna e 900 negli Stati Uniti<sup>3</sup>.

L'eventuale sviluppo degli impianti *offshore* costituisce una ulteriore opportunità di espansione delle tecnologie eoliche, che tuttavia è ancora condizionata dagli elevati costi delle fondazioni e delle piattaforme che giustificano soltanto installazioni multimegawatt. In Danimarca, a fine 2000, risultavano installati 40 MW *offshore*, in Svezia circa 10 MW e 4 MW nel Regno Unito.

La tecnologia eolica, opportunamente adattata, è anche idonea per installazioni remote in regioni non servite dalle reti e, in linea di principio, trova enormi possibilità di applicazione nei paesi in via di sviluppo. In tal caso però la natura stocastica della sorgente richiede sistemi di accumulo dell'energia che presentano ancora caratteristiche di esercizio non del tutto soddisfacenti e costi elevati.

Lo sfruttamento dell'energia eolica, in sostituzione delle fonti di energia convenzionali (combustibili fossili) presenta una serie di aspetti positivi in relazione all'ambiente ed al territorio. Tuttavia non devono essere dimenticati gli impatti negativi che gli impianti possono determinare, soprattutto se non vengono effettuati gli opportuni studi e prese tutte le precauzioni necessarie per svolgere correttamente tutte le fasi (installazione, esercizio e smantellamento).

<sup>1</sup> Fonte IEA 2002.

<sup>2</sup> Il mercato è attualmente dominato dai generatori ad asse orizzontale.

<sup>3</sup> Taglia media dei generatori installati in alcuni Paesi.

Anno	Danimarca	Germania	India	Italia	UK	Spagna	USA	Svezia
1995	493	473	208		534	297	327	448
1996	531	530	301		562	420	511	459
1997	560	623	279		514	422	707	550
1998	687	783	283		615	504	723	590
1999	750	919	283		617	589	720	775
2000	931	1101	401		795	648	686	802
2001	850	1281	441		941	721	908	1000

Da un lato lo sfruttamento dell'energia eolica comporta emissioni acustiche (rumore generato sia dalle macchine che dal vento)<sup>1</sup>, impatto visivo<sup>2</sup>, conseguenze sulla flora e sulla fauna per la posa degli aerogeneratori e degli elettrodotti e per l'esercizio delle macchine (in quest'ultimo caso le possibili ripercussioni interessano l'avifauna<sup>3</sup>), oltre all'impatto elettromagnetico (generazione di campi elettrici e magnetici con possibili effetti sulla salute umana<sup>4</sup>) e alle interferenze sulle telecomunicazioni in ambito civile ed aeronautico.

Per quanto riguarda gli aspetti positivi le centrali eoliche sono caratterizzate da emissioni praticamente nulle<sup>5</sup> e da un impegno territoriale particolarmente limitato<sup>6</sup> (in un impianto tipico, soltanto il 2% del territorio interessato è occupato dalle turbine a vento e dai relativi dispositivi impiantistici mentre il restante 98%, pur vincolato dalla presenza dell'impianto, è comunque utilizzabile per altri usi).

**Tabella 4: Effetti sull'ambiente (emissioni) da parte di differenti tecnologie di generazione<sup>7</sup>**

Tecnologia	Effetti locali e regionali (€/KWh)	Effetti globali (CO2) (€/KWh)	Costo esterno totale (€/KWh)
Turbina a vapore ad olio	0,021	0,022	0,043
Ciclo combinato a gas naturale	0,006	0,012	0,018
Turbina a vapore a carbone	0,026	0,029	0,055
<b>Eolico</b>	<b>0,002</b>	<b>0</b>	<b>0,002</b>
Biomasse	0,012	0	0,012
Mini idroelettrico	0,003	0	0,003
Fotovoltaico	0,002	0	0,002

<sup>1</sup> Tipicamente l'impatto acustico ad una distanza di 40 metri da una turbina ordinaria è di circa 50 - 60 dB(A), allo stesso livello di una conversazione normale. Presso un'abitazione a distanza di 500 metri, quando il vento soffia dalla turbina in direzione della casa il rumore è di circa 35 dB(A), equivalente al rumore all'interno di una abitazione silenziosa. In caso di installazione multipla di turbine, con la più vicina ad una distanza di 500 metri si genera un rumore di circa 42 dB(A), equivalente a quello presente all'interno di un ufficio silenzioso. Con il vento che soffia nella direzione opposta il livello può essere fino a 10 dB minore.

<sup>2</sup> Un aerogeneratore di 500 KW presenta mediamente un diametro del rotore ed un'altezza della torre di circa 40 metri, mentre tali valori salgono a circa 60 metri per un aerogeneratore della potenza di 1500 KW.

<sup>3</sup> Si tratta di volatili che si trovano a transitare in prossimità del rotore e ne possono essere feriti o uccisi. In relazione a tale problematica vi è uno studio del Ministero dell'Ambiente Olandese che individua le morti stimate di uccelli per anno provocate da diverse cause (tra le quali le centrali eoliche).

Cause	<b>Caccia</b>	<b>Elettrodotti</b>	<b>Traffico</b>	<b>Turbine eoliche</b>
N° uccelli morti (migliaia)	<b>1500</b>	<b>1000</b>	<b>2000</b>	<b>20</b>

<sup>4</sup> In genere nell'area di installazione degli impianti non vi sono linee aeree di trasmissione, bensì linee interrato di media tensione e nelle strette vicinanze dell'impianto non esistono edifici residenziali sia per possibili interferenze con il regime dei venti sia per problemi di rumore. L'impatto sembra pertanto modesto e comunque gli impianti devono rispettare le sempre più stringenti normative recentemente adottate in gran parte dei paesi industrializzati.

<sup>5</sup> Non proprio nulle se si considera l'intero ciclo di vita dell'impianto, dalla costruzione alla dismissione, come è possibile verificare in Tabella 4, dove vengono monetizzati gli impatti di differenti tecnologie con riferimento all'intero ciclo (metodologia ExternE, valutazione dei costi esterni).

<sup>6</sup> Come è possibile verificare in Tabella 5 dove è riportato l'ingombro del suolo rispetto all'energia elettrica prodotta ed in riferimento ad un periodo di 30 anni (utilizzato per tener conto dell'intero ciclo di vita degli impianti, in modo da normalizzare i dati).

<sup>7</sup> Fonte De Paoli L. - Lorenzoni A, 1999.

**Tabella 5: Occupazione del suolo da parte di differenti tecnologie di generazione**

Tecnologia	Terreno richiesto (m <sup>2</sup> ) per GWh (periodo base di normalizzazione = 30 anni)
Geotermico	404
<b>Eolico</b>	<b>800-1335</b>
Solare fotovoltaico	3237
Solare termico	3561
Turbina a vapore a carbone	3642

Per quanto concerne gli sviluppi futuri è opportuno ricordare che la frontiera dell'innovazione è spostata verso la realizzazione di macchine sempre più grandi per ridurre ulteriormente i costi d'investimento unitari (la potenza aumenta esponenzialmente con la dimensione, laddove i costi sono direttamente correlati alla stessa dimensione). Tuttavia la realizzazione di impianti utilizzando siffatti aerogeneratori deve essere compatibile con i vincoli ambientali, in particolare l'impatto visivo e il rumore.

#### *1.4.3 Pianificazione e realizzazione dei progetti eolici*

Come già accennato, alcune fonti rinnovabili, tra le quali l'eolico, presentano alcune peculiarità che rendono ancora più rilevante la corretta valutazione degli interessi locali all'interno del processo autorizzativo. Gli insediamenti, infatti, da un lato non possono essere effettuati che in aree in cui vi sia effettiva disponibilità della risorsa (ad esempio zone caratterizzate da sufficiente ventosità) e dall'altro, in considerazione della taglia degli impianti, necessitano di una maggiore diffusione sul territorio, rispetto alle fonti convenzionali, per raggiungere un livello di potenza installata che renda conveniente l'investimento. Pertanto per raggiungere gli obiettivi di agevolazione dell'inserimento di tali impianti nel territorio è estremamente importante che, in ragione dei molteplici interessi coinvolti<sup>1</sup>, ci sia la capacità di coinvolgere, nei processi autorizzativi, tutti i diversi enti cui spetta garantire gli interessi in gioco ed in una maniera tale che tutti questi possano sentire correttamente tutelate le proprie esigenze. Questa abilità (da parte dello stato o della regione) si esplica attraverso una corretta conciliazione degli interessi<sup>2</sup> delle parti in gioco e favorendo la partecipazione di tutti questi soggetti alla definizione dei comportamenti corretti per l'inserimento e l'esercizio degli impianti.

In questa sede ci concentriamo quindi soprattutto sui vincoli di natura ambientale che impediscono scelte nel contempo equilibrate e rapide per l'autorizzazione di impianti eolici. Nostro obiettivo è descrivere la situazione in Italia e in seguito, attraverso casi di studio, capire come, in alcuni Paesi dell'Unione Europea questi ostacoli siano stati (o possano essere) efficacemente superati.

<sup>1</sup> Molteplici sia da un punto di vista quantitativo (es. numero comuni coinvolti) sia da un punto di vista qualitativo (es. interessi di tipo paesistico, interessi di tipo ecologico-ambientale, interessi di tipo ...).

<sup>2</sup> Gli interessi prevalenti possono in alcuni casi dare una maggiore significatività ad alcuni impatti e di conseguenza ad alcuni strumenti adottati per valutare tali impatti. Ad esempio laddove in Spagna vengono elaborati piani "di tipo industriale" (interesse prevalente: occupazione industriale), in Francia vi sono numerosi strumenti di valutazione "di tipo paesaggistico" (interessi prevalenti: naturalistici, culturali e turistici) e così via.

#### 1.4.4 Il caso Italiano

In Italia non esistono procedure nazionali specifiche per la pianificazione e localizzazione degli impianti eolici. Esiste tuttavia una normativa generale sia a supporto che a limitazione di tali localizzazioni.

A supporto dell'uso di parchi eolici possiamo rilevare provvedimenti fin dai primi anni '90 con la legge 10/91, nella quale (art. 1 – comma 4) si stabilisce che l'uso delle fonti di energia rinnovabili è da considerarsi "di pubblico interesse e di pubblica utilità", ragione per cui le relative opere sono da considerarsi indifferibili ed urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche. Un ulteriore supporto è fornito dall'art. 22 della legge 9/91 che esclude per tali impianti le autorizzazioni ministeriali previste dalla vecchia normativa sulla nazionalizzazione dell'energia elettrica<sup>1</sup>.

In termini di limitazione si deve rilevare che non esistono vincoli specifici alla localizzazione di centrali eoliche, ma che esse devono sottostare ad una legislazione generale di tutela del paesaggio, dell'ambiente e della salute, nonché di disciplina di uso del suolo, che impone il rilascio di diversi nullaosta da parte di enti, amministrazioni centrali e periferiche dello Stato e degli Enti locali.

Tali nullaosta impongono tempi e modi procedurali complessi e soprattutto numerosi passaggi che, spesso, piuttosto che una maggiore tutela ambientale (o dei diritti della popolazione), producono difficoltà nel completamento delle opere, perdita di tempo e una consistente aleatorietà del processo decisionale.

La costruzione di impianti eolici è subordinata al rilascio delle seguenti autorizzazioni (nulla osta o atti di assenso comunque denominati<sup>2</sup>):

- la concessione dei suoli in uso (Comune, UTE<sup>3</sup>, Regione);
- la concessione edilizia o altro atto abilitativo contemplato dalla legislazione vigente, rilasciata dal Comune competente per territorio;
- l'autorizzazione ambientale a seguito di screening o di VIA rilasciata dalla Regione competente in accordo a quanto previsto dalle norme regionali di recepimento del DPR 12 aprile 1996 come modificato ed integrato dal DPCM 3 settembre 1999<sup>4</sup>;
- la valutazione di incidenza, effettuata dalla Regione competente in accordo con i modi previsti dal DPR 357/1997, qualora la realizzazione degli impianti possa avere incidenze significative su un proposto Sito di Importanza Comunitaria o su una Zona di Protezione Speciale;
- l'autorizzazione alla costruzione dell'elettrodotto di collegamento dell'impianto eolico alla rete elettrica e della cabina di trasformazione che sono di pertinenza del produttore, rilasciata dalla Regione;

---

<sup>1</sup> Sempre come esempio di supporto dell'utilizzo di energie rinnovabili può essere citata la legge 394/91, ed in particolare l'art.7 (comma 1), nel quale sono previste misure d'incentivazione alle amministrazioni comprese nelle aree protette che promuovano interventi volti a favorire l'uso di tali forme di energia.

<sup>2</sup> L'elenco non è esaustivo, essendovi la possibilità di intervento anche per altri soggetti (es. Ente parco).

<sup>3</sup> Ufficio tecnico erariale, responsabile del catasto edilizio urbano.

<sup>4</sup> Le modalità di recepimento da parte delle Regioni del DPR 12 aprile 1996, come modificato e integrato DPCM 3 settembre 1999, prevedono per gli impianti eolici una procedura di verifica ambientale (screening) che può o meno concludersi con l'assoggettamento alla procedura di valutazione di impatto ambientale Friuli Venezia Giulia e Liguria prevedono direttamente la VIA per impianti eolici con potenza superiore ad una certa soglia), essendo comunque quest'ultima sempre obbligatoria per progetti ricadenti anche parzialmente in aree naturali protette. In quest'ultimo caso compare un altro attore del procedimento amministrativo: l'Ente Parco, che, qualora vi sia un Piano d'Assetto, avoca a se tutte le autorizzazioni e rilascia i vari nulla osta. Se il Parco non ha piano d'assetto la situazione risulta incerta.

- il nulla osta paesistico ai sensi del D.Lgs. 490 del 29/10/1999, limitatamente ai casi nei quali l'impianto debba essere collocato in zona interessata a vincolo paesistico ai sensi di leggi nazionali o regionali, rilasciato dalla Regione<sup>1</sup> e non annullato, in sede di controllo, dalla Soprintendenza competente per territorio<sup>2</sup>;
- il nulla osta delle Forze Armate (Esercito, Marina, Aeronautica) per le servitù militari e per la sicurezza del volo a bassa quota solo se necessario e solo se in prossimità di zone sottoposte a vincolo militare;
- eventuali altri pareri o nulla osta, solo qualora i siti siano interessati a particolari vincoli o servitù, rilasciati dalle autorità competenti<sup>3</sup>.

Come si può notare da questo elenco, nel corso del processo autorizzativo vengono considerati numerosi interessi di natura circoscritta<sup>4</sup>, la cui tutela è responsabilità di regioni ed enti locali (ed anche di altri organi preposti alla salvaguardia di particolari valori sull'intero territorio nazionale o regionale). Per favorire l'inserimento degli impianti nelle zone ottimali, dunque, una corretta ripartizione dei costi e dei benefici dovrebbe prevedere innanzitutto opportune compensazioni per le comunità locali, a fronte dei danni<sup>5</sup> ad esse arrecati. Questa è stata la strada perseguita spontaneamente dagli operatori, che hanno infatti introdotto il meccanismo delle convenzioni con i Comuni, in base alle quali ai Comuni viene offerto un compenso di natura economica (ad esempio, l'1,5% dei ricavi derivanti dalla produzione e vendita dell'elettricità).

Questo meccanismo, però, rischia di non essere più sufficiente con il crescere della potenza eolica installata. Infatti, il potenziale eolico si va concentrando soprattutto lungo il crinale appenninico, e dunque si potrebbe registrare una forte confluenza degli impianti e dei progetti in zone circoscritte, con il conseguente timore di un eccessivo impatto paesistico dell'eolico<sup>6</sup>.

Queste preoccupazioni, legittime, sui possibili impatti paesistici delle centrali eoliche in vaste zone della penisola, unitamente alla specificità di tale fonte<sup>7</sup> ed al ritardo nella predisposizione dei piani energetici regionali<sup>8</sup> hanno determinato una situazione problematica in Italia, di cui si deve senz'altro tener conto per poter adottare soluzioni che consentano di ottenere la desiderata crescita dell'energia eolica nei prossimi anni.

Può essere utile far presente che gli impianti eolici Cip 6 (che quindi sono stati sottoposti all'ENEL entro il 30 giugno 1995) sono stati terminati in questi mesi<sup>9</sup>. Poiché i tempi di realizzazione degli impianti sono dell'ordine dei mesi, se ne deduce che per la soluzione delle problematiche autorizzative (e di collegamento alla rete) sono necessari tempi dell'ordine dei 5-7 anni. Si tratta di

---

<sup>1</sup> Le regioni, sulla base del "Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali" - d.lgs. 490/99, devono stilare dei piani paesistici che individuino le aree a tutela ambientale soggette a vincolo paesistico.

<sup>2</sup> La soprintendenza è interpellata dalla regione se la zona oggetto d'interesse è sottoposta a vincolo. Se è prevista la procedura di VIA il parere della soprintendenza si esprime all'interno di tale procedimento. Se non è prevista la VIA la soprintendenza ha il potere di esprimere il proprio parere vincolante mediante una procedura di silenzio assenso in 60 giorni.

<sup>3</sup> Nullaosta idrogeologico, qualora l'impianto ricada in area sottoposta a tale vincolo (rilasciato da Corpo Forestale dello Stato, Corpo delle Miniere); nullaosta sismico, qualora l'impianto ricada in area sottoposta a tale vincolo (rilasciato da Ufficio sismico regionale);

<sup>4</sup> A fronte di obiettivi di carattere generale, promossi dall'Europa e dallo Stato.

<sup>5</sup> Danni, come detto, molto più limitati rispetto a quelli provocati dalle tecnologie tradizionali, ma anche più diffusi.

<sup>6</sup> Al 30 giugno 2001 vi erano richieste di autorizzazione per 7200 MW eolici (dati GRTN) a fronte di un obiettivo di 2500 MW per l'anno 2010 dichiarato nel libro bianco italiano.

<sup>7</sup> Le installazioni si devono fare dove c'è il vento e non dove si gradirebbe sulla base di altre considerazioni.

<sup>8</sup> Tali piani, se fossero stati redatti come prevedeva la legge 10/91, art. 5, avrebbero consentito alle regioni e agli enti locali di programmare anche le localizzazioni degli impianti.

<sup>9</sup> Allo stato attuale vi sono inoltre in Italia numerosi progetti eolici bloccati in attesa di ricevere le necessarie autorizzazioni.

tempi assolutamente non accettabili per impianti di taglia contenuta rispetto ad impianti convenzionali, e, ancor più, quando si tratta di iniziative adottate da produttori diversi dai grandi (Enel, Edison, ecc.). Tempi del genere comportano oneri e un tasso di mortalità delle iniziative tali da dissuadere i (potenziali) investitori.

Il ritardo accumulato non appare peraltro colmabile adesso con la mera preparazione dei suddetti piani energetici, poiché la liberalizzazione del settore energetico e la libera iniziativa degli operatori hanno, di fatto, individuato le aree che, per ventosità, si prestano alla realizzazione degli impianti. Il problema, dunque, si riduce, come peraltro nel caso degli impianti tradizionali, ad una verifica, da parte del soggetto pubblico, della **compatibilità** delle proposte di impianti con gli altri interessi, beninteso con strumenti idonei a valutare gli effettivi vantaggi e gli effettivi impatti dell'eolico.

Sotto questo punto di vista un interessante percorso è quello attivabile con il protocollo tra Ministeri e regioni<sup>1</sup> inteso a favorire il perseguimento degli obiettivi nazionali di diffusione dell'energia eolica ma anche il corretto inserimento delle centrali nel territorio<sup>2</sup>. A tal fine in esso si auspica la determinazione di uno schema autorizzativo semplice, certo ed omogeneo in tutte le regioni. In particolare si sottolinea l'importanza di garantire tempi certi ed un soggetto responsabile certo per l'approvazione del progetto<sup>3</sup>, pur nel rispetto delle competenze volte a garantire la valutazione corretta (e prevista dalla legge) dei diversi interessi tutelati.

Strumentali al raggiungimento dei suddetti obiettivi (di certezza, uniformità e rapidità del processo autorizzativo) sono, da un lato, la definizione, da parte degli enti competenti<sup>4</sup>, delle linee guida per l'individuazione dei requisiti che i progetti devono rispettare e delle zone soggette a particolari vincoli<sup>5</sup>, e, dall'altro, il raggiungimento di un'intesa sulle prassi ottimali che gli operatori si impegnano a seguire per mitigare gli effetti sull'ambiente e sul territorio in tutte le fasi del ciclo di vita dell'impianto<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> Protocollo nel quale il Ministero delle attività produttive, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, il Ministero per i beni e le attività culturali e le Regioni concordano sull'esigenza di sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili.

<sup>2</sup> Preceduto dal Protocollo di Intesa tra il Ministero dell'Ambiente e il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, stipulato in data 7 giugno 2000, per favorire la diffusione delle fonti rinnovabili nella salvaguardia dei beni storici, artistici, architettonici, archeologici, paesaggistici ed ambientali.

<sup>3</sup> Da rilasciare preferibilmente al termine di un processo autorizzativo unico in cui vengano integrate le diverse fasi (ad esempio conferenza dei servizi).

<sup>4</sup> A regioni e soprintendenze compete la definizione delle zone vincolate; al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio la definizione delle linee guida per la valutazione d'impatto ambientale delle centrali volte ad individuare i requisiti da rispettare; al Ministero per i beni e le attività culturali la definizione di criteri oggettivi per la valutazione dell'impatto paesaggistico degli impianti.

<sup>5</sup> Zone di per sé precluse alla realizzazione di impianti e zone in cui la realizzazione è invece subordinata al rispetto dei requisiti specificati.

<sup>6</sup> Vi sono, ad esempio, linee guida elaborate dall'Associazione Europea per l'Energia Eolica (EWEA) ed adattate al contesto italiano (in Barra L., Pirazzi L., Arena A., "Energia eolica. Aspetti tecnici, ambientali e socio-economici", ed. ENEA, 2000) che alcuni costruttori (es. Edison) sembrano cominciare a prendere a modello per i propri progetti.

## 2 Energia Rinnovabile: Strumenti di sostegno allo sviluppo orientati al mercato - Casi di studio in Paesi UE

### 2.1 Gran Bretagna

In Gran Bretagna lo sviluppo delle fonti rinnovabili<sup>1</sup> è passato inizialmente attraverso il programma *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO), introdotto all'inizio degli anni '90, dopo la privatizzazione del settore elettrico. Tale meccanismo, originariamente creato per il sostegno della produzione da fonte nucleare si è successivamente rivelato utile nel sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Esso è consistito nel riservare la copertura di una certa parte di domanda elettrica alle diverse fonti rinnovabili. Nell'ambito di ciascuna tecnologia gli operatori offrivano progetti diversi tra i quali venivano scelti quelli caratterizzati dal minor costo unitario di produzione, a cui erano garantiti contratti di acquisto. Le compagnie elettriche locali erano poi obbligate ad acquistare l'energia prodotta dagli operatori selezionati attraverso il meccanismo di selezione competitiva al prezzo d'asta. Esse venivano quindi rimborsate della differenza tra il prezzo pagato e quello medio mensile di acquisto attraverso la *Fossil Fuel Levy* pagata da tutti gli utenti<sup>2</sup>.

Successivamente, nel Febbraio 2000 il ministro per l'energia e la competitività in Europa con il supporto del DTI (Department of Trade and Industry) pubblica una relazione (Energy Report 2000) con l'illustrazione della politica, delle riforme e dell'innovazione dei mercati nel settore energetico nazionale. In particolare vengono illustrate le iniziative rivolte ai mercati energetici per una "continua e crescente contribuzione" per il loro sviluppo<sup>3</sup>. L'intervento è focalizzato sull'introduzione della *Renewable Obligation*, un mercato di certificati simile a quello dei Certificati Verdi italiani, e sul supporto alla ricerca e al mercato nel settore delle nuove tecnologie energetiche e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. La *Renewable Obligation* rimarrà in vigore fino al 2026, un segnale forte per dare stabilità e certezze in un settore che richiede sicurezze normative persistenti nel tempo.

Nella medesima sede sono illustrati gli obiettivi<sup>4</sup> per il settore con il 5% di energia proveniente da fonti rinnovabili per il 2003 ed il 10% per il 2010 nel rispetto di un prezzo "accettabile" dell'energia per il consumatore finale.

---

<sup>1</sup> Attualmente la potenza installata nel settore eolico inglese è pari a 475 MW, circa il 3% del totale europeo, mentre le turbine eoliche in funzione sono circa 940.

<sup>2</sup> L'NFFO (ora sostituito da un altro meccanismo) è stato implementato attraverso aste periodiche. La sua efficacia si è concretizzata soprattutto attraverso una sostanziale riduzione dei costi per kWh prodotto.

<sup>3</sup> La competizione nella fase della vendita è già stata pienamente introdotta determinando l'interesse dei venditori a differenziare il loro prodotto offrendo energia "pulita"; parallelamente, a partire da Aprile 2002 è operativo un mercato volontario per il commercio delle emissioni di CO<sub>2</sub> (tra industrie liberamente aderenti al programma).

<sup>4</sup> Il programma di supporto alle fonti rinnovabili del governo inglese è strutturato in tre linee programmatiche: *Renewables Obligation* (RO): il fulcro della politica per le fonti rinnovabile con l'introduzione dell'obbligo per l'Inghilterra ed il Galles e l'equivalente *Renewables Scotland Obligation* (RSO) per la Scozia. Si tratta, in pratica, di un meccanismo di supporto all'energia da fonte rinnovabile basato su un mercato di certificati di produzione con obbligo di acquisto.

*Programma di ricerca, sviluppo e dimostrazione.* Previsto un aumento del budget del New and Renewable Energy Programme del DTI a £14 milioni per il 2000/2001 (£9 milioni nel 1998/99). Ulteriori fondi di £3,5 milioni l'anno dall'Engineering and Physical Sciences Research Council (EPSRC). Contributi in conto capitale per un limitato numero di primi progetti di dimostrazione commerciale per energy crops e eolico offshore;

*Climate Change Levy Exemptions.* In vigore dal 1 Aprile 2001, è una tassa imposta sulle vendite di prodotti energetici, al momento della vendita, su consumatori industriali e commerciali, per l'elettricità è fissata a 0,43 p/kWh (0,01 €/kWh). In stretta relazione con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra, per le fonti rinnovabili è prevista l'esenzione dalla Climate Change Levy.

Inoltre viene riproposta l'esenzione dalla *Climate Change Levy* di tutta l'energia prodotta da fonti rinnovabili.

Con l'introduzione della RO non ci saranno ulteriori nuovi contratti NFFO; saranno assicurati il premium price (sovrapprezzo) , la durata del contratto e l'accesso al *Fossil Fuel Levy* per i progetti esistenti sotto i contratti NFFO-3, 4 e 5.

Gli obiettivi espressamente dichiarati e sottolineati con l'annuncio del programma sono:

- contribuire a rispettare i target di riduzione dei gas serra e le altre emissioni per il Regno Unito;
- contribuire all'approvvigionamento energetico da fonti rinnovabili, sicure, diversificate e sostenibili;
- stimolare lo sviluppo delle nuove tecnologie;
- contribuire ad aumentare la competitività dell'industria britannica del settore nel mercato interno e nell'export;
- contribuire allo sviluppo rurale.

### 2.1.1 *Certificati Energia Rinnovabile*

La Renewable Obligation (RO) dispone per tutti i venditori (supplier) autorizzati un obbligo legale a fornire energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili secondo una specificata proporzione dell'elettricità venduta. Per la adesione al RO è introdotto un sistema di Renewables Obligation Certificates (ROCs) emessi ai produttori sulla base della quantità di elettricità prodotta da fonte rinnovabile eleggibile (generata da impianti accreditati). Con l'energia rinnovabile di provenienza vi è un legame solo al momento dell'emissione, in seguito i certificati possono essere commercializzati/scambiati separatamente dall'energia fisica di origine su di un mercato differente. I ROCs sono essenzialmente strumentali alla dimostrazione di adesione al RO. I supplier, infatti, possono vendere energia da fonte rinnovabile ed annullare i relativi ROCs e/o presentare all'OFGEM solo ROCs in numero pari alla propria quota, o parte di essa. I ROCs presentati sono annullati e non possono essere oggetto di ulteriori transazioni. L'emissione dei ROCs ai produttori avviene sulla base dell'output prodotto e misurato per ciascun generatore accreditato<sup>1</sup> di elettricità da rinnovabili.

#### I. TEMPI

Il sistema, avviato a partire dal 1 gennaio 2002, rimarrà in vigore fino al marzo 2026, in modo da offrire sicurezza al mercato e agli investitori. Il primo periodo è di 15 mesi: 1 gennaio 2002 – 31 Marzo 2003, per rendere pienamente operativo il sistema; in seguito i periodi di riferimento avranno la durata di un anno. Alla fine di ogni periodo, l'*Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) calcolerà l'adesione all'obbligo da parte di ciascun venditore che l'avrà informato sulla quantità di certificati che intende presentare<sup>2</sup>.

#### II. TARGET

L'obbligo per l'anno 2003 è fissato in un contributo del 5% dell'energia elettrica da fonte rinnovabile al consumo totale, obiettivo stimato raggiungibile con la capacità esistente (il 2,8% dell'elettricità

---

<sup>1</sup> Le procedure di accreditamento dei generatori e di emissione dei certificati ricalcano quelle definite per i Levy Exemption Certificates (LECs). Si veda Allegato E.

<sup>2</sup> Il venditore comunica inoltre i dati sulle quantità di certificati che intende "tenere in banca", "prendere a prestito" e "riscattare" (si veda più avanti il significato di queste azioni). L'OFGEM informerà quindi i singoli venditori per eventuali aggiustamenti del loro portafoglio.

generata nel 1999 era da fonte rinnovabile) ed il compimento degli impianti da contratti NFFO-3, 4, 5. La nuova "Obligation" dovrebbe stimolare la crescita al 10% del contributo di tutte le fonti rinnovabili entro il 2010 (si veda in Tabella 6 la crescita progressiva dell'obbligo). Si stima necessaria la generazione da rinnovabili di ca. 33-39<sup>1</sup> TWh per incontrare il target del 10% nel 2010. A tal fine l'energia generata da impianti costruiti dal precedente sistema di sostegno (NFFO) sarà eleggibile con la RO<sup>2</sup>.

**Tabella 6: Livello dell'obbligo (Renewable Obligation) nel Regno Unito fino al 2010**

Period	Estimated sales by licensed suppliers in GB	Total Obligation (GB)	Total Obligation as % of sales (GB)
	TWh	TWh	%
2001/2002	310.9		
2002/2003	313.6	9.4	3.0
2003/2004	316.2	13.5	4.3
2004/2005	318.7	15.6	4.9
2005/2006	320.6	17.7	5.5
2006/2007	321.4	21.5	6.7
2007/2008	322.2	25.4	7.9
2008/2009	323.0	29.4	9.1
2009/2010	323.8	31.5	9.7
2010/2011	324.3	33.6	10.4
2011/2012 to 2026/2027			10.4

Nello stesso tempo la domanda di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili dovrebbe arrivare ad un livello di 1,6 mld di € nel 2010, con un costo della politica per i consumatori che dovrebbe raggiungere i 1,275 mld di € nel 2010<sup>3</sup>.

### III. FONTI

Le fonti energetiche rinnovabili considerate dall'*Utilities Act 2000* sono: ("*sources of energy other than fossil fuel or nuclear fuel*") mini-idroelettrico, biomassa, eolico, solare, geotermico, mentre viene esclusa l'energia elettrica prodotta da rifiuti<sup>4</sup>. Per quanto riguarda l'energia da biomassa prodotta con impianti di cogenerazione, essa è sottoposta a due restrizioni di eleggibilità: sarà eleggibile solo l'elettricità prodotta prima del 1 Aprile 2011; dal 1 Aprile 2006 almeno il 75% della biomassa dovrà provenire da coltivazioni energetiche<sup>5</sup>.

<sup>1</sup> Secondo i diversi scenari di crescita della domanda.

<sup>2</sup> Nel caso in cui l'elettricità prodotta continui ad essere venduta con un contratto NFFO, questa sarà venduta sul mercato dalla Non-Fossil Purchasing Agency ed i benefici del RO saranno utilizzati per compensare i consumatori dei costi di questi contratti attraverso la Fossil Fuel Levy.

<sup>3</sup> Viene ipotizzata una riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> quantificata in 2,5 mln di tonnellate evitate. In tal modo ne risulterebbe un costo di ca. 500 € per tonnellata di CO<sub>2</sub> evitata.

<sup>4</sup> L'energia prodotta da rifiuti è eleggibile solo se ottenuta attraverso tecnologie innovative (pirolisi, ...); la co-combustione può coprire solo il 25% dell'obbligo del venditore (dal 2006 il 70% deve derivare da "coltivazioni energetiche" o "energy crops")

<sup>5</sup> Il contributo dell'energia da fonte rinnovabile esclusa dal RO viene però considerato nel raggiungimento dei target previsti.

#### IV. MECCANISMI DI FLESSIBILITA'

I venditori possono soddisfare il proprio obbligo con:

la vendita di elettricità da impianti di produzione da fonti rinnovabili e l'annullamento dei relativi ROCs;

e/o l'acquisto di ROCs indipendentemente dall'energia che ha dato origine alla loro emissione;

e/o il pagamento (all'OFGEM) di un prezzo di riscatto dei certificati (*buy out price*) di 3p/kWh (0,05 €/kWh), per l'intero obbligo o parte di esso<sup>1</sup>;

La verifica dell'adempimento da parte dei soggetti viene compiuta con cadenza annuale. I certificati possono inoltre essere conservati ("tenuti in banca") per il periodo futuro (possono essere mantenuti per l'anno successivo, in cui il 25% dell'obbligo può essere coperto attraverso certificati "messi in banca" nell'anno precedente), ma non è possibile tenere "in banca" i certificati per periodi più lunghi, né prendere in prestito certificati da quantità che saranno presumibilmente prodotte negli esercizi futuri.

##### 2.1.2 Altri programmi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica

###### 2.1.2.1 Programmi di supporto alle fonti rinnovabili

Gli altri programmi di supporto allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili consistono per lo più in azioni mirate allo sviluppo delle energie meno mature, attraverso sussidi per l'investimento e l'innovazione tecnologica (programmi di Ricerca & Sviluppo). In tali programmi verranno investiti in totale più di 400 mln €, così ripartiti:

- ca. 145 mln di sussidi all'investimento;
- ca. 165 mln di fondi addizionali per le fonti rinnovabili (attività di ricerca, progetti dimostrativi, attività di informazione);
- ca. 90 mln di fondi per R&S su sostenibilità energetica e fonti rinnovabili (programmi a lungo termine<sup>2</sup>).

###### 2.1.2.2 Programma per l'efficienza energetica (EEC<sup>3</sup>)

Il programma di efficienza energetica (EEC) mira ad ottenere un risparmio di 62 TWh entro il 2005. In tale programma viene posto un obbligo (similarmente al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica – TEE, in Italia), per i distributori di energia elettrica e gas (con oltre 15000 clienti) di ottenere un risparmio nei consumi dei propri clienti in base alla quota totale di vendita. Tale risparmio deve essere ottenuto per il 50% con programmi indirizzati a cittadini (gruppi ad elevata priorità) che beneficiano di esenzioni dalle imposte dovute ad un reddito al di sotto della soglia di imponibilità. Allo stato attuale, ad una distanza di ca. 4 mesi dall'avvio il programma presenta dei risultati abbastanza insoddisfacenti, rispetto ai target prefissi (1.962 GWh risparmiati contro un obiettivo di 5.000 GWh). Tali risultati sono da addebitare soprattutto al ritardo con cui partono i programmi concernenti l'isolamento termico (da cui devono essere ottenuti i risparmi più

---

<sup>1</sup> Viene dato in questa maniera anche un tetto massimo al prezzo dei ROCs e limitato ad un livello accettabile il costo addizionale della misura per i consumatori finali. I buy out payment andranno ad alimentare un fondo i cui destinatari sono i supplier stessi, come disposto dall'Utilities Act 2000. E' stato pertanto proposto che le entrate del fondo siano ripartite tra i supplier in proporzione alla loro aderenza alla Obligation attraverso la presentazione di ROCs all'OFGEM.

<sup>2</sup> Scenari tecnologici futuri ("technology route mapping").

<sup>3</sup> Energy Efficiency Commitment

consistenti). Ciò anche a causa delle regole più restrittive (rispetto al precedente programma EESOP<sup>1</sup>) sui gruppi ad elevata priorità (in precedenza compresi anche pensionati e clienti rurali).

### *2.1.3 Programmi riguardanti i metodi di pianificazione*

Viene inoltre promossa la definizione di strategie a livello regionale con la ripartizione degli obiettivi relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Questo processo è basato su studi di valutazione delle risorse disponibili nelle diverse regioni e sulla revisione delle disposizioni di pianificazione<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Energy Efficiency Standards Of Performance

<sup>2</sup> Tali disposizioni si trovano nei seguenti prospetti: Regional Sustainable Development Frameworks, Regional Planning Guidance (RPG), Regional Development Agencies' Economic Strategies e National planning policy guidance in PPG 22 (in fase di revisione, è prevista una nuova versione entro l'autunno 2002) che contiene le linee-guida per lo sviluppo a livello locale di: structure plan & unitary development plan areas.

## 2.2 Danimarca<sup>1</sup>

Dopo l'abbandono dell'energia nucleare, in Danimarca, a partire dal 1990 (con il piano d'azione "Energy 2000"), ci si pone l'obiettivo esplicito di uno sviluppo sostenibile del settore energetico<sup>2</sup>. In seguito, nel 1996<sup>3</sup>, il governo pubblica il documento "Energy 21". In esso vengono posti obiettivi di riduzione dell'utilizzo delle risorse e dell'impatto ambientale per il settore energetico, da raggiungere attraverso programmi che esercitino nel contempo anche un'influenza positiva sulla sicurezza energetica, sull'economia del paese e sull'occupazione.

Nel marzo del 1999, il governo raggiunge un accordo per una riforma del settore elettrico<sup>4</sup>. Questo accordo insieme alla direttiva UE sul mercato interno per l'energia elettrica, spingono il settore elettrico danese verso un regime maggiormente competitivo.

La strategia di incentivazione delle fonti rinnovabili in Danimarca si è prevalentemente concentrata sul settore eolico<sup>5</sup>.

Le politiche adottate differiscono sensibilmente da quelle implementate nel Regno Unito. Il programma eolico varato in questo paese si contraddistingue per la stabilità degli interventi, che ha favorito la creazione di un mercato interno dei più dinamici d'Europa. Ciò ha consentito alla Danimarca di divenire il principale produttore mondiale di turbine eoliche, con una market share che nel 1999 era pari al 60% del totale.

Gli incentivi accordati alla fonte eolica variano secondo la titolarità degli impianti che può essere suddivisa in tre categorie:

- le cooperative;
- la proprietà privata;
- le utility.

Nei primi due casi il sostegno avviene attraverso contratti garantiti con le utility che pagano ai produttori l'85% del locale prezzo al dettaglio dell'elettricità, pari a circa 0.33 DKK/kWh. Questi ultimi ricevono anche il rimborso dell'*energy tax* pari a 0.17 DKK/kWh, e della *carbon tax*, pari a 0.10 DKK/kWh. In sostanza l'energia eolica non generata dalle utility riceve un pagamento totale di circa 0.60 DKK/kWh. Inoltre, coloro che fanno parte di cooperative eoliche possono aumentare la loro quota di partecipazione sino a 20,000 kWh/anno, conseguendo dalla vendita degli stessi un ricavo esente da tasse sino a 3,000 DKK/anno, e tassato al solo 60% per la parte rimanente. L'incremento nel costo dell'elettricità derivante dall'acquisto di energia eolica viene sopportato dalle utenze, mentre eventuali potenziamenti della rete resi necessari per il transito di energia eolica non generata dalle utility sono pagati da queste ultime.

---

<sup>1</sup> Il sistema dei certificati verdi in Danimarca progettato per entrare in esercizio a partire dal 2001 non è in realtà ancora partito, in seguito alla decisione di bloccare e rivedere tutta la legislazione in materia di energie rinnovabili.

<sup>2</sup> Al piano fa seguito "Energy 2000 – follow-up" nel 1993.

<sup>3</sup> Anno in cui vengono anche introdotte le prime misure fiscali "verdi" ("green tax package", tassa su anidride carbonica, tassa sull'energia e tassa sull'anidride solforosa), dirette soprattutto ai consumi di carbone ed elettricità.

<sup>4</sup> Coinvolti nell'accordo sono i maggiori partiti svedesi (Liberal Party, the Conservative Party, the Conservative People's Party, the Socialist People's Party and the Christian People's Party)

<sup>5</sup> All'inizio del 2001 la potenza installata in questo paese era pari a 2,013 MW, circa il 13% del totale europeo, e le turbine in funzione erano 5,953. A fronte di un tasso di crescita sostanzialmente stabile nel numero di MW installati tra il 1992 ed il 1995 (circa 50 all'anno), si assiste successivamente ad un significativo incremento nel 1996 per arrivare ad un picco nei 3 anni successivi in cui si registra un assestamento del ritmo di crescita su un livello pari a circa 300 MW all'anno. Tenendo inoltre conto del rapporto esistente fra numero di turbine installate e relativi MW di potenza è possibile riscontrare un apprezzabile aumento nella taglia media degli impianti, passata da circa 200 kW a 800 kW

I progetti eolici di proprietà delle utility non ricevono alcun trattamento fiscale preferenziale ma solo il rimborso della tassa sui contenuti di carbonio. Anche se il trattamento riservato all'energia eolica di provenienza non utility è migliore dal punto di vista economico esse sono obbligate alla costruzione di nuovi impianti sulla base di un accordo con il governo danese.

Una differenza sostanziale nella politica di incentivazione all'eolico perseguita in Danimarca rispetto ad altri paesi è rappresentata dall'enfasi posta sulla proprietà privata e cooperativa che ha favorito lo sviluppo di progetti di piccole dimensioni. Questo tipo d'approccio ha consentito alla popolazione locale di trarre direttamente beneficio economico dallo sviluppo dell'energia eolica ed ha conseguentemente ridotto l'opposizione sociale alla sua diffusione che ha rappresentato un ostacolo rilevante in altri paesi.

### 2.2.1 *Certificati di Energia Rinnovabile*

Con la riforma del settore elettrico (marzo 1999) il governo pianifica anche l'introduzione di un meccanismo di certificati verdi, che contempla un obbligo d'acquisto (quota system) di energia elettrica (prodotta) da fonti rinnovabili da parte dei consumatori. Il sistema (allo stato attuale bloccato<sup>1</sup>, alla luce della revisione cui è sottoposta tutta la legislazione in materia di energie rinnovabili) prevede il raggiungimento di una quota obbligatoria d'acquisto pari al 20% entro la fine del 2003. I certificati verdi sono emessi a favore dei produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili da una specifica autorità<sup>2</sup>. Ogni anno i consumatori devono pertanto acquisire una quantità di certificati in base al consumo di elettricità (20%). In particolare sono le imprese "responsabili del sistema"<sup>3</sup> che devono soddisfare l'obbligo d'acquisto per conto dei propri clienti. In aggiunta il sistema dei certificati verdi è impostato in modo da tenere sotto controllo il perseguimento degli obiettivi in termini di quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

#### I. TEMPI

Il sistema, pensato per essere avviato a partire dall'anno 2000<sup>4</sup>, si pone un obiettivo per l'anno 2003 mentre non sono specificati target per gli anni successivi, né un'indicazione di massima della durata.

#### II. TARGET

La riforma pone come obiettivo per l'anno 2003 un contributo del 20% dell'energia elettrica da fonte rinnovabile al consumo totale<sup>5</sup>. Il costo della politica per i consumatori dovrebbe raggiungere il 5% del costo totale dell'energia elettrica nel periodo 1999-2010, ovvero 200 milioni di euro all'anno (350-400 mln includendo anche i programmi di *energy efficiency*); di questi circa 2 milioni di euro all'anno dovrebbero essere i costi di amministrazione del sistema.

#### III. FONTI

Le fonti energetiche rinnovabili considerate dal meccanismo sono: eolica, biogas, biomassa, solare, energia da moto ondoso e mini-idroelettrica (sotto 10 MW).

---

<sup>1</sup> Anche in seguito alla forte opposizione della potente associazione industriale eolica danese.

<sup>2</sup> Candidata principale è la Danish Energy Agency

<sup>3</sup> Imprese con licenza che hanno la completa responsabilità di mantenere la sicurezza della fornitura e l'utilizzo efficiente di un sistema di fornitura coerente (Danish Electricity Supply Act).

<sup>4</sup> L'avvio è poi slittato al 2002 e quindi è stata sospesa a data da destinarsi.

<sup>5</sup> In parallelo al sistema dei certificati verdi, nella linea politica sulle fonti rinnovabili viene definito anche un obiettivo generale (indicativo) del 12-14% sul consumo totale di energia (non solo elettrica).

#### IV. MECCANISMI DI FLESSIBILITA'

Viene fissato un prezzo minimo per i certificati verdi ( $0,0135\text{€} / \text{KWh}$ )<sup>1</sup>, così come un prezzo massimo ( $0,037\text{€} / \text{KWh}$ ) che costituisce un prezzo di riscatto e corrisponde al sussidio pagato per la produzione di energia eolica al momento della ideazione del sistema dei certificati verdi<sup>2</sup>. Il *Green Certificates Fund*<sup>3</sup> s'impegna a comprare a  $0,0135\text{€}/\text{KWh}$  quando il prezzo sta scendendo sotto la soglia minima e a vendere a  $0,037\text{€}/\text{KWh}$  quando il prezzo tende a spostarsi sopra la soglia massima (si veda Figura 2). Il prezzo massimo è analogo ad una sanzione imposta per il mancato assolvimento dell'obbligo.

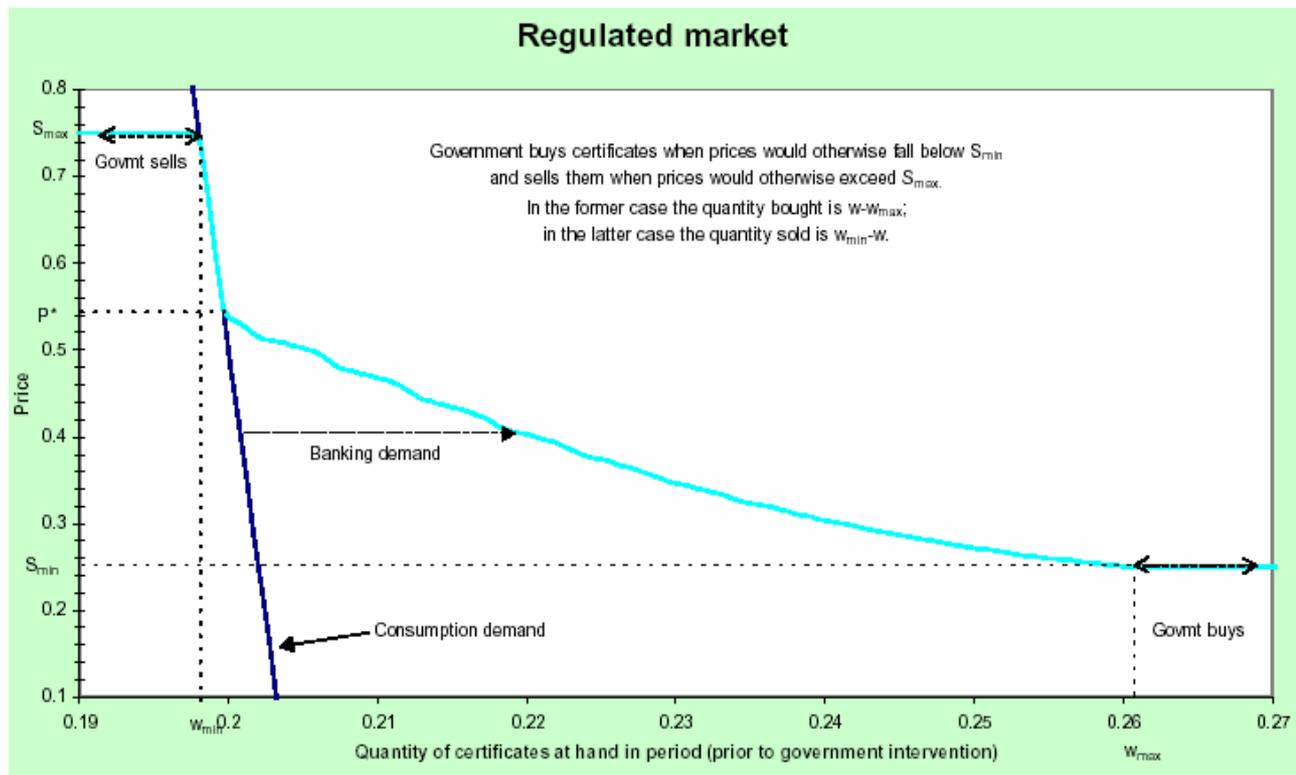


Figura 2: Mercato regolato dei Certificati Verdi in Danimarca

La verifica dell'adempimento da parte dei soggetti viene effettuata con cadenza annuale. E' possibile inoltre conservare i certificati per periodi futuri ("tenere in banca") e prendere in prestito da quantità stimate di produzione futura, ma in quest'ultimo caso la quota per l'anno successivo è aumentata del 5% e l'adempimento deve essere completato entro il 1 aprile dell'anno successivo (potendo utilizzare quindi i certificati generati nel primo trimestre di tale anno).

<sup>1</sup> Prezzo che corrisponde all'esenzione dalla carbon tax (carbon tax refunding), contributo che sottintende i benefici indotti dall'utilizzo delle fonti rinnovabili, a prescindere dai costi di produzione.

<sup>2</sup> In tal modo si assicura un livello massimo di sovvenzione pari a quello in vigore all'epoca.

<sup>3</sup> Agenzia creata dal governo per gestire la compravendita di certificati

## 2.2.2 Altri programmi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica

### 2.2.2.1 Programmi di supporto ai grandi impianti eolici e alle tecnologie meno mature

Oltre al meccanismo dei certificati verdi, altri strumenti sono introdotti per favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili. Tra questi le aste per impianti eolici di grosse dimensioni (e off-shore<sup>1</sup>).

Sono inoltre previste altre forme di sostegno per le tecnologie meno mature<sup>2</sup>. Tra esse troviamo i sussidi alla produzione (in base ai KWh di elettricità prodotta da tali fonti) ed i sussidi agli investimenti.

### 2.2.2.2 Programmi di sostegno al risparmio energetico

In seguito alla ristrutturazione del mercato dell'energia elettrica viene introdotta anche una nuova legislazione in tema di efficienza energetica<sup>3</sup>. Tale legislazione diviene il quadro di riferimento per il lavoro futuro volto al conseguimento dei risparmi energetici necessari a concretizzare l'obiettivo di una riduzione del 20% delle emissioni di CO<sub>2</sub> entro il 2005<sup>4</sup>.

Il nuovo Atto introduce un riferimento univoco per la pianificazione, il coordinamento e la definizione delle priorità nelle attività di risparmio a livello centrale e locale. L'Atto coordina in particolare una serie di iniziative specifiche definite in altre fonti legislative (tra le altre le misure per la riduzione di CO<sub>2</sub> in relazione ai settori industriali, i sussidi per la promozione del risparmio energetico, il "*Electricity Saving Trust*"<sup>5</sup>, le attività volte al risparmio avviate dai soggetti dell'offerta, le attività internazionali, ecc.). Target specifici sono posti per i singoli settori come misura per mettere in pratica le linee legislative. Misure specifiche sono previste anche per rafforzare le pratiche di risparmio energetico all'interno del settore pubblico.

---

<sup>1</sup> Lo sviluppo attuale in Danimarca è orientato agli impianti eolici off-shore per due ragioni. In primo luogo per la scarsità di spazio disponibile. La Danimarca è un paese densamente abitato e le zone "ventose" sono già molto sfruttate. In aggiunta a questo si deve tener presente che la forza del vento è molto maggiore fuori costa che non sulla terra ferma. Ciò significa velocità del vento più elevate, bassa irregolarità delle superfici e minore turbolenza.

<sup>2</sup> Fotovoltaico, piccoli impianti idroelettrici (fino 25 KW), aerogeneratori isolati.

<sup>3</sup> "Act on the promotion of savings in energy consumption", maggio 2000.

<sup>4</sup> Riduzione strumentale all'ottenimento degli obiettivi derivanti dal protocollo di Kyoto per la Danimarca: riduzione del 21% entro il periodo 2008-12 rispetto ai livelli del 1990.

<sup>5</sup> Un istituzione indipendente presso il Ministero dell'Energia e dell'Ambiente, che amministra i sussidi per la conversione degli impianti di riscaldamento elettrici in teleriscaldamento o in impianti a metano e sussidi per la conversione delle apparecchiature elettriche delle famiglie e del settore pubblico.

## 2.3 Svezia

In seguito alla crisi energetica ed al primo incidente verificatosi presso una centrale nucleare nel mondo occidentale<sup>1</sup>, la Svezia ripensa la propria strategia energetica ed approva una nuova legislazione nel 1981<sup>2</sup>. L'obiettivo prioritario diviene la riduzione della dipendenza dalle importazioni di petrolio. L'aumento dell'utilizzo di fonti rinnovabili e la promozione del risparmio energetico divengono strumentali a tale obiettivo.

Dopo una serie di contrasti in sede parlamentare per la revisione del settore energetico, nel 1991<sup>3</sup> i principali partiti<sup>4</sup> si accordano per la proposizione di una politica energetica concordata. L'obiettivo diviene quello di creare le condizioni per la fornitura di energia nel breve e lungo termine in modalità competitive sul mercato internazionale e di promuovere uno sviluppo economico e sociale coerente con la protezione delle risorse naturali e dell'ambiente.

Dopo una serie di iniziative nel corso degli anni '90<sup>5</sup>, a partire dal 1996 si assiste ad una progressiva liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, mentre negli anni più recenti (2000-2001) vengono proposti nuovi strumenti da adottare per il raggiungimento degli obiettivi fissati dalle linee politiche, che rimangono invece sostanzialmente invariate.

Tra queste proposte troviamo i programmi strategici a lungo termine in materia di cambiamenti climatici<sup>6</sup>, i programmi di supporto agli investimenti a livello locale per la stessa problematica<sup>7</sup>, ed una serie di strumenti (sistema di certificati verdi, misure addizionali per l'efficienza energetica, misure per il corretto funzionamento del mercato dell'energia elettrica) per assicurare un'offerta di energia competitiva e compatibile con i problemi di sicurezza e di qualità ambientale<sup>8</sup>.

### 2.3.1 Certificati di Energia Rinnovabile

Il meccanismo dei certificati verdi disciplina l'obbligo di acquisto di energia elettrica (prodotta) da fonti rinnovabili da parte dei venditori (supplier) di elettricità<sup>9</sup> e da parte dei clienti finali<sup>10</sup>. I certificati verdi sono emessi, mensilmente, a favore dei produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, in base alla qualità e quantità di energia (elettrica) prodotta<sup>11</sup>.

---

<sup>1</sup> Presso la centrale di Three Mile Island in Pennsylvania negli Stati Uniti nel 1979

<sup>2</sup> Dopo aver peraltro deciso, con un referendum, di fermare tutte le centrali nucleari operative entro l'anno 2010.

<sup>3</sup> Energy Policy Bill. In base a tale Atto l'uscita di scena delle centrali elettriche viene a dipendere dai risultati ottenuti in termini di risparmio energetico, dalla disponibilità di energia elettrica prodotta da fonti accettabili da un punto di vista ambientale e dalla necessità di mantenere i prezzi dell'elettricità competitivi a livello internazionale. L'Atto definisce inoltre dei target per le emissioni di gas serra ed introduce programmi per l'efficienza energetica e la promozione di energie rinnovabili (1302 miliardi di corone svedesi vengono garantiti come sussidi all'investimento in nuovi sistemi di produzione di energia elettrica, inclusi eolico, solare e biocombustibili)

<sup>4</sup> Socialdemocratici, Liberali e Partito di Centro.

<sup>5</sup> Il "Climate Policy Bill" nel 1993, la nomina di una commissione per lo studio delle misure necessarie per la trasformazione del sistema energetico nel 1994, l'accordo tra i suddetti partiti nel 1997 per una nuova politica energetica concordata ("Verso un'offerta sostenibile di energia", in cui si ripropongono i temi del risparmio energetico, della promozione delle fonti rinnovabili e della riduzione degli impatti del settore energetico sul clima)

<sup>6</sup> "Government Bill on A Swedish Climate Change Strategy" (2001/2002)

<sup>7</sup> "Climate investments in the Government Budget Bill" (2001/2002)

<sup>8</sup> "Government Bill on a Swedish Energy Policy" (2001/2002)

<sup>9</sup> In Svezia vi sono ca. 193 supplier soggetti all'obbligo.

<sup>10</sup> Dopo una fase transitoria, in cui saranno i venditori a comprare i certificati per i propri clienti, questi ultimi dovranno registrarsi al sistema per adempiere in prima persona all'obbligo di acquisto. Sono esentati i clienti industriali di settori ad alto consumo energetico (in quanto si ritiene che tale obbligo in assenza di misure analoghe negli altri Stati Membri dell'Unione Europea possa compromettere la competitività delle imprese nazionali).

<sup>11</sup> La Swedish Energy Agency è responsabile dell'accreditamento degli impianti, del controllo dell'adempimento degli obblighi e dell'applicazione delle sanzioni. La Swedish National Grid è responsabile della misurazione dell'energia prodotta e dell'emissione dei certificati.

## I. TEMPI

Il sistema, pensato per essere avviato a partire dal gennaio 2003, si pone un obiettivo d'incremento della quota fino all'anno 2010, mentre non sono specificati target per gli anni successivi, né un'indicazione del termine ultimo.

## II. TARGET

L'obbligo per l'anno 2003 è fissato in una quota del 6,7% dell'energia elettrica da fonte rinnovabile sul consumo totale. In seguito l'obbligo crescerà fino ad arrivare ad una quota del 15,5% nel 2010. Il costo stimato iniziale della politica per i consumatori finali (famiglie) è di 0,053€/KWh. Se il costo dovesse rimanere tale<sup>1</sup> si avrebbe pertanto per il 2010 (obbligo pari a 10 TWh) un costo stimato di 530 milioni di Euro.

## III. FONTI

Le fonti energetiche rinnovabili considerate dal meccanismo sono: eolica, solare, geotermica, energia da moto ondoso, bio-carburanti e idroelettrica.

## IV. MECCANISMI DI FLESSIBILITA'

Viene inizialmente fissato un prezzo minimo garantito<sup>2</sup> per i certificati verdi che possa tutelare i produttori (0,006 € / KWh per il 2003 e successivamente 0,002 € / KWh fino al 2007)<sup>3</sup>. Viene inoltre introdotta una sanzione per il mancato rispetto dell'obbligo, pari al 150% del prezzo massimo di mercato dell'anno precedente. La sanzione (che esercita una funzione di prezzo massimo) non può però essere superiore a 0,021 € / KWh<sup>4</sup> fino all'anno 2008.

La verifica dell'adempimento da parte dei soggetti è effettuata con cadenza annuale.

Non sono definite eventuali possibilità di conservare i certificati per periodi futuri ("tenere in banca") e prendere in prestito da quantità stimate di produzione futura.

### 2.3.2 Altri programmi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica

#### 2.3.2.1 Programmi di Ricerca e Sviluppo

Il programma politico relativo al settore energetico del 1997 conteneva un programma a lungo termine per il periodo 1998 – 2004. Nel dicembre 2001 il governo svedese decide di formare una commissione di esperti per rivedere le attività di R&S definite in precedenza. L'obiettivo è proporre linee guida per un nuovo programma previsto a partire dal 2005, che contribuisca alla trasformazione in un sistema energetico sostenibile<sup>5</sup>.

---

<sup>1</sup> Il costo dovrebbe però in realtà contrarsi negli anni.

<sup>2</sup> Le energie rinnovabili hanno inoltre diritto all'esenzione dalla tassa ambientale, esenzione che sarà gradualmente eliminata in un periodo di sette anni.

<sup>3</sup> Il sussidio, prima dell'introduzione del meccanismo a quota obbligatoria, si attesta su 0,029 €/Kwh per l'energia eolica.

<sup>4</sup> In realtà non essendo fiscalmente deducibile (e considerando un'aliquota di tassazione del 28%) il prezzo reale sale a 0,03 €/KWh.

<sup>5</sup> La Royal Swedish Academy of Engineering Sciences (IVA) ha avviato un progetto speciale "Prospettiva Energia". Il punto di partenza sarà l'analisi del sistema energetico svedese in prospettiva europea e globale con una certa enfasi sulla dimensione europea. Gli obiettivi sono dibattiti approfonditi sui sistemi energetici e le attività collegate al mondo dell'energia in relazione agli sviluppi tecnologici, nei prossimi 10-20 anni con una breve escursione verso gli scenari previsti per i prossimi 50 anni, in modo da aiutare i differenti attori del campo energetico a comprendere e sperimentare insieme come e quanto i nuovi sviluppi interesseranno gli altri settori della società. Un approccio solistico verrà applicato per dimostrare come i futuri differenti scenari descritti nel progetto possano influenzare le attività di formazione e di R&S con la finalità di aumentare la preparazione e la competitività dell'industria svedese e di fornire una solida base di informazione e conoscenza sulle opportunità e sugli ostacoli per lo sviluppo sostenibile in Svezia.

### 2.3.2.2 Programmi di sostegno all'efficienza energetica

Nella gran parte delle aree di lavoro della "Swedish Energy Agency", l'efficienza energetica è un tema fondamentale. Nel periodo 1998-2001, una media di 50 milioni di Euro all'anno sono stati impiegati in attività di R&S e attività esemplificative concernenti l'efficienza energetica.

Numerosi programmi di conversione delle apparecchiature, di introduzione di standard di efficienza a costo minimo sono stati completati. Una valutazione puntuale di questi programmi risulta in ogni modo particolarmente complessa in seguito alla difficile stima delle attività avviate indipendentemente da tali programmi ("baseline"<sup>1</sup>).

Per quanto concerne il futuro il governo stima che le nuove iniziative (informazione, formazione, test) richiederanno investimenti di circa 14 milioni di euro per un periodo di 5 anni a partire dal gennaio 2003. La agenzia svedese per l'energia ("Swedish Energy Agency") avrà ancora la responsabilità complessiva per il coordinamento, l'implementazione e la continuazione delle misure, ma queste dovranno essere attuate in collaborazione con le agenzie (locali) coinvolte.

#### Iniziative locali e regionali.

Le strutture municipali avranno risorse addizionali e le strutture regionali vedranno rafforzato il proprio ruolo di coordinamento. Lo studio delle condizioni locali e delle reti locali permetterà di sviluppare al meglio i sistemi energetici. Le strutture municipali potranno anche richiedere nuovi sussidi per la formazione dei propri staff al fine di fornire poi informazioni e consulenza alle piccole imprese ed industrie. Queste iniziative richiederanno all'incirca 58 milioni di Euro per un periodo di 5 anni a partire dal gennaio 2003. L'agenzia svedese per l'energia avrà la responsabilità di concedere i sussidi.

#### Coordinamento degli acquisti di nuove tecnologie e introduzione di regole di mercato.

Il lancio sul mercato delle nuove tecnologie può rivelarsi tecnicamente ed economicamente rischioso. Il governo propone perciò un sussidio addizionale per promuovere il buon avvio delle tecnologie energetiche efficienti<sup>2</sup>.

L'introduzione di tecnologie efficienti da un punto di vista energetico sarà promosso attraverso il supporto alle pratiche di acquisto. Queste misure sono stimate richiedere 35 milioni di Euro per un periodo di 5 anni a partire dal gennaio 2003.

---

<sup>1</sup> Attività di conversione, adeguamento che sarebbero comunque state realizzate, a prescindere dai programmi di efficienza energetica.

<sup>2</sup> Un programma con questi obiettivi (riduzione dei rischi tecnici e commerciali dal lato dell'acquirente) è stato peraltro introdotto già nel 1988 ed esteso nel 1991 fino a comprendere tutte le forme di consumo energetico

## 2.4 Olanda

Gli obiettivi delle politiche per la promozione delle fonti rinnovabili in Olanda scaturiscono direttamente dagli accordi internazionali in materia di cambiamento climatico, in seguito a quali sono stati avviati alcuni programmi di salvaguardia ambientale e la predisposizione del libro bianco sull'energia.

In quest'ultimo (1995) il governo olandese si pone come priorità da perseguire in maniera combinata il risparmio energetico, il miglioramento continuo dell'efficienza energetica (33% nel 2020) e l'introduzione delle energie rinnovabili (10% nel 2020)<sup>1</sup>.

Strumentale al raggiungimento di questi obiettivi è il nuovo sistema fiscale impostato in Olanda nel 1996, che prevede trattamenti speciali per supportare gli investimenti<sup>2</sup> che presentano benefici in termini ambientali e anche una tassa sull'energia da cui sono esentate le energie rinnovabili<sup>3</sup> in maniera tale da sostenerne la produzione.

### 2.4.1 Certificati di Energia Rinnovabile

Nel 1997 in Olanda il governo stringe un accordo<sup>4</sup> con le imprese di pubblica utilità per la riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> e l'introduzione delle energie rinnovabili nel periodo 1998-2000, con un target specifico per l'anno 2000.

Secondo tale accordo le imprese di distribuzione dell'energia si pongono un preciso obiettivo di vendita di elettricità derivata da fonti rinnovabili per l'anno 2000 (1700 GWh)<sup>5</sup>.

Nell'ambito di tale meccanismo i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili ricevono un'etichetta<sup>6</sup> ("green label") per ogni quantitativo minimo di energia prodotta (10 MWh) e possono vendere tale marchio alle imprese di distribuzione che devono dimostrare di aver raggiunto i propri obiettivi, dando vita pertanto ad un mercato di scambio, con contrattazioni sia spot che a termine.

---

<sup>1</sup> Tale obiettivo impone una crescita di quasi cinque volte dai livelli attuali di 53 PJ ai 270 PJ stabiliti per il 2020. Di questo target il 40% (120 PJ) potrebbe essere realizzato con energia proveniente da rifiuti e biomassa.

<sup>2</sup> I seguenti diversi sistemi possono essere considerati:

a. *Fondi verdi*: I fondi sono resi disponibili ad un più basso tasso d'interesse (circa 1 punto percentuale in meno) per i cosiddetti "progetti verdi". Gli investitori nei green funds non pagano le tasse sui redditi ottenuti. Circa 2000 milioni di fiorini olandesi sono disponibili per i green funds;

b. *Ammortamento accelerato*: lo schema (VAMIL) offre agli imprenditori un vantaggio finanziario in quanto l'ammortamento accelerato viene permesso sulle attrezzature comprese in una particolare lista riducendo così i profitti contabili e conseguentemente le imposte.

c. *Credito d'imposta*: lo schema (EIA) rende possibile l'esenzione dalle imposte (per un ammontare compreso tra il 40 e il 52%) degli investimenti in tecnologie comprese in una particolare lista. L'imposta sui profitti è del 37 %.

Tutte le infrastrutture/attrezzature collegate alle energie rinnovabili ed alle bioenergie sono comprese nelle liste suddette (Vamil and EIA). Di questi tre strumenti l'EIA è il più significativo, in quanto corrisponde al 20% di sussidio sull'investimento. La combinazione dei tre strumenti corrisponde ad un sussidio all'investimento di circa 30 - 35 %, anche in dipendenza dai profitti e dalla situazione fiscale dell'azienda.

<sup>3</sup> Il comparto residenziale e delle piccolo-medie imprese è soggetto ad una tassa sull'elettricità e sul gas naturale laddove i consumi superino una soglia minima. Questa tassa è corrisposta alle aziende di pubblico servizio (utility companies), che, a loro volta, cedono le somme all'autorità fiscale (Ministero delle Finanze). Ad ogni modo, le utilities sono esentate dalle tasse sull'energia generata da fonti rinnovabili (Environmental Tax Law, art. 36-o). esse devono invece pagare i corrispettivi della tassa ai generatori di elettricità da fonti rinnovabili. Dal 1 gennaio 1999 la tassa sull'energia è aumentata (quasi raddoppiata), e i consumatori di energia elettrica "verde" sono ora esentati da tale tassa (Environmental Tax Law, art. 36-i). La remunerazione ai produttori è stata altresì incrementata fino a 3.23 centesimi di fiorino.

<sup>4</sup> L'accordo volontario fa parte del Renewable Energy Order, siglato in seguito al Programma d'Azione per le Energie Rinnovabili (1997-2000)

<sup>5</sup> Le imprese dimostrano di aver raggiunto i propri obiettivi mediante la certificazione della quantità di elettricità, analoga a quella per l'esenzione dalla tassa sull'energia.

<sup>6</sup> Si può considerare alla stregua di un certificato.

Contestualmente all'introduzione di tali etichette viene prevista una sanzione per le imprese che non rispettano l'obbligo imposto (0,023 € / kWh)<sup>1</sup>.

Nel contesto olandese viene poi introdotto più di recente (Luglio 2001) un meccanismo del tipo dei certificati verdi, che sostituisce il meccanismo delle etichette ecologiche ("*green label*"). Un certificato verde attesta che un produttore di energia immette in rete una certa quantità<sup>2</sup> di elettricità ottenuta da fonti energetiche rinnovabili in un determinato intervallo (un anno). Il meccanismo di differenzia<sup>3</sup> dagli altri in vigore in Europa poiché non vi è una quota obbligatoria di elettricità da fonti rinnovabili da produrre, piuttosto l'elemento che determina tale produzione è l'esenzione dalla tassa sull'energia, che rende conveniente l'investimento in fonti rinnovabili.

Allo stato attuale le favorevoli condizioni di incentivazione (esenzione dalla tassa) hanno indotto un'espansione notevole dell'energia elettrica da fonti rinnovabili fornita da produttori esteri<sup>4</sup>, mentre la produzione interna non è cresciuta altrettanto a causa di una minor competitività delle risorse disponibili.

#### I. TEMPI

Il sistema, pensato per essere avviato a partire dal gennaio 2002, si pone un obiettivo di incremento della quota fino all'anno 2010, mentre non sono specificati target per gli anni successivi, né un'indicazione del termine ultimo.

#### II. TARGET

L'obiettivo<sup>5</sup> per l'anno 2002 è fissato in una quota del 3% dell'energia elettrica da fonte rinnovabile sul consumo totale. L'obiettivo cresce fino ad arrivare ad una quota del 9% nel 2010. Il costo della politica per i consumatori finali (famiglie) è stato di 33 milioni € / anno per il periodo 1998-2000<sup>6</sup>. Di questi 1,3 milioni sono stati costi di avvio ed amministrazione del sistema.

#### III. FONTI

Le fonti energetiche rinnovabili considerate dal meccanismo sono: eolica, solare fotovoltaica, solare termica, geotermica, bio-carburanti, biomassa, biogas e idroelettrica<sup>7</sup>.

#### IV. MECCANISMI DI FLESSIBILITA'

Non essendo in realtà basato sulla definizione di una quota obbligatoria di energia prodotta da fonti rinnovabili il meccanismo non prevede i tipici meccanismi di flessibilità in precedenza ricordati (prezzo minimo garantito, sanzione o prezzo massimo, possibilità di conservare i certificati per periodi futuri e prendere in prestito da quantità stimate di produzione futura).

---

<sup>1</sup> Tale sanzione viene in seguito modificata fino a rappresentare il 150% del prezzo del contrassegno sul mercato

<sup>2</sup> Il quantitativo minimo diviene 1 MWh.

<sup>3</sup> Solo formalmente, in quanto l'esenzione dalla tassa energetica ha lo stesso effetto del prezzo massimo (di riscatto) dei certificati verdi.

<sup>4</sup> Il sistema olandese prevede l'eleggibilità di impianti situati all'estero. In tale situazione i produttori di energia eolica tedeschi e di energia idroelettrica austriaci e svizzeri hanno potuto vendere un'ingente quantità di elettricità usufruendo del vantaggioso incentivo.

<sup>5</sup> Non si tratta, come visto, di una quota obbligatoria, ma di un obiettivo da raggiungere attraverso i vantaggi fiscali concessi alle fonti rinnovabili.

<sup>6</sup> A fronte di un costo stimato, in assenza di scambio di "green labels", di 55 milioni €

<sup>7</sup> In realtà il meccanismo non esclude alcuna fonte rinnovabile.

## 2.4.2 Altri programmi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica

### 2.4.2.1 Programmi di Ricerca e Sviluppo

Altri programmi per il supporto alle energie rinnovabili sono scaturiti in corrispondenza del Programma d'Azione per le Energie Rinnovabili (1997-2000). Una parte preponderante delle iniziative è volta allo sviluppo delle attività di R&S per favorire la penetrazione delle energie rinnovabili. Vengono quindi assegnati i fondi per le diverse tecnologie (in particolare energia eolica, energia solare ed energia da biomassa) per gli anni fino al 2002. Oltre alle attività di ricerca e sviluppo vengono poi utilizzati gli strumenti della tassazione e dei sussidi agli investimenti e alla produzione per alcune determinate fonti rinnovabili<sup>1</sup>.

### 2.4.2.2 Programmi di sostegno all'efficienza energetica

Contemporaneamente ai sussidi per le energie rinnovabili sono definiti anche sussidi ed altri strumenti volti a favorire le iniziative nel campo dell'efficienza energetica. Tra questi troviamo:

- Sussidi per le nuove tecnologie di risparmio energetico;
- Sussidi per il risparmio energetico nel settore no-profit (soggetti che non possono trarre vantaggi dal programma di "*Energy Investment Allowance*" suddetto);
- Contributi al risparmio energetico nel settore industriale.

---

<sup>1</sup> Turbine eoliche e riscaldatori ad energia solare.

### 3 Conclusioni

Lo sfruttamento delle energie rinnovabili, promosso in Europa fin dagli anni '70<sup>1</sup>, è stato in questi ultimi anni oggetto di una serie di rinnovate e importanti iniziative politiche e legislative<sup>2</sup> nell'Unione Europea e negli Stati Membri, in parte riconducibili anche alle politiche ambientali avviate al fine di favorire uno sviluppo maggiormente sostenibile.

Le fonti rinnovabili (ed in particolare l'energia eolica<sup>3</sup>) consentono, infatti, di ovviare a problemi d'inquinamento su scala globale (emissioni gas serra) ed anche regionale-locale (piogge acide, inquinamento atmosferico), contribuiscono alla sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti, diminuendo la dipendenza energetica degli stati nazionali dall'estero<sup>4</sup>.

Il sostegno a tali fonti di energia, per essere efficace, deve però necessariamente tener conto degli ostacoli che si frappongono alla possibilità di sfruttare il potenziale tecnico disponibile<sup>5</sup>.

Innanzitutto vi è la necessità di offrire un sostegno economico a tecnologie non ancora completamente mature e competitive rispetto a quelle tradizionali. A tal fine vi sono diversi possibili meccanismi d'incentivo. Tra essi, quello dei certificati verdi, esaminato in questa sede, costituisce senz'altro un metodo piuttosto nuovo, rispetto ai sussidi agli investimenti ed alla produzione. Il meccanismo è stato di recente introdotto in alcuni stati dell'Unione Europea e non vi sono ancora elementi a sufficienza per giudicare della sua efficacia. Tuttavia, se applicato in modo da garantire una certa flessibilità nell'adempimento all'obbligo (prezzo massimo e minimo<sup>6</sup>, possibilità di accantonamento), dovrebbe poter consentire di ottenere buoni risultati in termini di installazioni senza un eccessivo aggravio dei costi collettivi per il sostegno alle energie alternative<sup>7</sup>.

In secondo luogo si pone il problema dell'autorizzazione degli impianti. Come si è potuto evincere nel corso della trattazione, la collocazione delle centrali eoliche è un processo complesso giacché implica l'inserimento di nuove infrastrutture nel territorio in modo diffuso e con una pluralità di possibili impatti. Esso rappresenta un tipico caso in cui un danno ridotto e diffuso, ma a probabilità

---

<sup>1</sup> In corrispondenza della crisi energetica.

<sup>2</sup> Tra le quali si ricordano: la Campagna per il decollo, la Direttiva europea per la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili, le due proposte di Direttive per la promozione dei biocombustibili nei trasporti.

<sup>3</sup> In queste conclusioni ci riferiamo in particolare all'energia eolica, che ha avuto negli ultimi anni la crescita maggiore tra le fonti rinnovabili e tuttora presenta il maggior potenziale di sviluppo.

<sup>4</sup> Come abbiamo già rilevato, le strategie energetiche dell'Unione Europea considerano le energie rinnovabili come un percorso obbligato per motivi di maggior tutela dell'ambiente, maggior sicurezza e minor dipendenza energetica da paesi extra UE.

<sup>5</sup> Come già ricordato in precedenza, innanzitutto, le energie rinnovabili presentano costi d'investimento unitari particolarmente elevati rispetto alle fonti tradizionali, costi che rappresentano oltretutto una parte determinante della spesa totale sostenuta dalle imprese, che non possono quindi praticare prezzi competitivi nei mercati in cui vendono l'energia.

In secondo luogo le energie rinnovabili si caratterizzano per la necessità di strutture piccole, diffuse ed ad impatto locale, richiedendo quindi un diverso approccio al consenso (più partecipato e condiviso) per consentire la collocazione degli impianti nel territorio in tempi compatibili con il decorso tipico degli investimenti produttivi.

Infine, alcune energie rinnovabili (solare, eolico, piccolo idroelettrico) non sono facilmente inseribili nel quadro strutturale (tecnologico ed organizzativo) di soddisfacimento della domanda, in quanto non facilmente programmabili, per ovvi motivi legati alla variabilità meteorologica (ad esempio regime dei venti). Esse presentano un "debito di potenza", in quanto devono essere "garantite" da impianti convenzionali che entrino in funzione quando diminuisce la produzione ottenibile da esse e devono essere agevolate nell'accesso alla rete ed al servizio di dispacciamento.

<sup>6</sup> Il prezzo minimo costituisce una forte garanzia per l'investimento e può corrispondere al beneficio derivante dall'utilizzo delle fonti rinnovabili (costi esterni evitati).

<sup>7</sup> Una spinta forte allo strumento potrebbe venire inoltre dall'omogeneizzazione dello stesso a livello europeo, attraverso la creazione di un mercato unico in cui poter scambiare i certificati. Tuttavia, come conseguenza della direttiva 2001/77/CE, tale possibilità non potrà sicuramente concretizzarsi prima del 2012.

sconosciuta (centrale eolica), è percepito in maniera negativa, a volte ancor più negativa di uno elevato e concentrato, ma a probabilità conosciuta<sup>1</sup> (centrale tradizionale). Questo atteggiamento è dovuto forse anche ad una mancata percezione dei benefici derivanti dallo sfruttamento dell'energia eolica. Se è vero, infatti, che vi sono impatti localizzati in determinati punti del territorio (in prossimità degli impianti) e benefici che ricadono anche altrove (diminuzione emissioni su scala globale), è altrettanto vero che la possibilità di soddisfare il fabbisogno energetico locale con impianti eolici, limitando le inefficienze dovute al trasporto dell'energia elettrica, riducendo l'impatto ambientale su scala locale e favorendo lo sviluppo occupazionale della zona, può costituire un forte vantaggio per le aree interessate, soprattutto (come nel caso del dorsale appenninico in Italia) se queste presentano forti deficit energetici<sup>2</sup>.

Nell'affrontare il problema è quindi opportuno, da un lato, cercare di potenziare e di far percepire nella maniera corretta i benefici derivanti dallo sfruttamento dell'energia eolica, e dall'altro accompagnare l'inserimento delle infrastrutture nel territorio con un insieme di soluzioni indirizzate ai diversi aspetti del problema<sup>3</sup> (tecnico, culturale-sociale, economico-produttivo, istituzionale), che siano però integrate e coordinate rispetto alla questione fondamentale, che è la compatibilità dell'infrastruttura con l'ambiente ed il territorio interessati.

In riguardo a tali esigenze, sarebbe forse opportuna una politica italiana maggiormente dedicata per le fonti rinnovabili, perlomeno per quanto concerne la produzione di energia elettrica. L'inserimento nello schema generale del settore elettrico non favorisce, infatti, il consolidarsi di un quadro generale di indirizzo e sostegno a tali fonti. Né da un punto di vista economico, giacché gli incentivi, assegnati attraverso i certificati verdi, possono risentire dei provvedimenti che agiscono sul settore elettrico, né da un punto di vista tecnico-regolamentare, in quanto, in assenza di un indirizzo specifico e distinto, non è facile per i promotori individuare e rapportarsi agli interlocutori adeguati (in parte diversi rispetto al caso delle energie tradizionali) in modo da far loro percepire in maniera corretta, convincendoli a valorizzarle, le caratteristiche che rendono le fonti rinnovabili vantaggiose in particolari contesti (possibilità di soddisfare domande locali contenute garantendo una maggior autonomia energetica<sup>4</sup> e un minor impatto ambientale, possibilità di sostenere l'occupazione locale).

---

<sup>1</sup> Il danno è inteso in senso ampio ed in relazione a tutti i possibili impatti (emissioni, impatto acustico, visivo, ecc.). Le centrali tradizionali fanno ormai parte del territorio da diversi decenni, e di esse si conoscono tutti i possibili impatti nocivi (emissioni, residui, ecc.). inoltre la probabilità di impatto di tali centrali è in una certa misura conosciuta anche perché essa può essere in parte determinata, anche se ciò non è sempre possibile e non lo sarà certamente in futuro per gli impatti di carattere globale (emissioni di gas serra), collocandole in zone in cui non vi siano entità soggette all'impatto (ricettori). Per quanto concerne invece le centrali eoliche è opportuno sottolineare che in Italia, così come in altri paesi europei, benché ne siano state installate fin dai primi anni '90, non vi è ancora stato un consolidamento della percezione di esse da parte dei cittadini (sia in senso positivo che negativo). La probabilità d'impatto non può inoltre essere determinata agendo sulla collocazione, che è viceversa sottoposta ad un altro vincolo inevitabile, ovvero l'esistenza di un regime di venti adeguato.

<sup>2</sup> Ed a maggior ragione in corrispondenza del processo di liberalizzazione del settore elettrico, che potrebbe rendere più vulnerabili le aree (e regioni) soggette a deficit. Anche per questo il ddl di riordino del settore energetico sottolinea (art. 4, comma 1) l'importanza del "l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, assicurando almeno l'equilibrio fra domanda e offerta di energia a livello regionale ... procedure semplificate, trasparenti e non discriminatorie per il rilascio di autorizzazione in regime di libero mercato, nonché la realizzazione delle infrastrutture; la valutazione, nel rispetto delle norme di tutela dell'ambiente, dell'ecosistema e del paesaggio."

<sup>3</sup> Per fare in modo che l'inserimento sia correttamente e rapidamente "metabolizzato".

<sup>4</sup> Il ddl di riordino prevede la possibilità (art. 4, comma 2) "che gli enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuovi impianti di produzione di energia ovvero di potenziamento o trasformazione di impianti di produzione esistenti possano concludere accordi che individuino, tra le misure di compensazione e riequilibrio ambientale, anche condizioni di fornitura di energia ai clienti dell'area". Inoltre il Governo è delegato a adottare un decreto legislativo per la disciplina delle imprese elettriche minori e delle reti isolate secondo i seguenti principi e criteri

Per quanto riguarda invece specificamente il prevedibile conflitto tra l'introduzione (od il potenziamento) delle infrastrutture e la tutela degli interessi coinvolti (esercitata dalle diverse istituzioni preposte), ci sembrano opportune alcune correzioni (alle attività di programmazione dei progetti da parte dei promotori, pianificazione territoriale da parte delle istituzioni, concertazione e certificazione delle modalità e delle tecniche di valutazione e mitigazione degli effetti, strutturazione di tutte le informazioni necessarie al corretto svolgimento delle suddette attività) che possano contribuire a determinare un processo chiaro, certo, omogeneo ed aperto ai diversi soggetti, attraverso cui la compatibilità possa essere valutata ed una decisione conseguente sia presa nella sicurezza di aver considerato correttamente tutte le esigenze in gioco.

### PROGRAMMAZIONE e PIANIFICAZIONE

I promotori<sup>1</sup>, con l'individuazione di un'area "attraente" per lo sfruttamento dell'energia eolica<sup>2</sup>, devono contribuire a favorire l'integrazione del progetto nella pianificazione complessiva (economica-sociale-ambientale) della zona interessata. Oltre a prevedere una compensazione di tipo economico (tipicamente una percentuale dei ricavi<sup>3</sup>) destinata agli enti locali in considerazione dei possibili impatti originati dalle centrali, essi dovrebbero anche studiare prima ed evidenziare poi gli effetti del progetto (area ed assetti energetici interessati<sup>4</sup>, infrastrutture<sup>5</sup> necessarie, entità e tipologia delle figure professionali temporanee e permanenti richieste, attività collaterali stimulate<sup>6</sup>, vita utile prevista per l'installazione, ecc.) che potrebbero richiedere una coerente integrazione nei piani di sviluppo e nelle attività operative condotte a livello locale<sup>7</sup>.

A loro volta le istituzioni preposte alla tutela degli interessi di tipo "territoriale" (regioni, enti locali, soprintendenze ai beni culturali ed ambientali, comunità montane) dovrebbero cercare di amalgamare maggiormente le proprie competenze nella pianificazione per contribuire a definire quelle che ritengono zone a "compatibilità problematica", ovvero zone che per diversi motivi presentano una più o meno difficile possibilità di convivenza con le centrali eoliche.

Ci sembra importante che a tal fine le istituzioni coinvolte cerchino di "sovrapporre"<sup>8</sup> non solo le proprie competenze, ma anche gli strumenti utilizzati per far valere tali competenze (tipicamente strumenti, anche software, di cartografia<sup>9</sup>). In questo modo gli enti si possono dotare di un quadro coerente di pianificazione del territorio, attraverso il quale essere in grado di rispondere in maniera uniforme, agevole e rapida alle "domande di compatibilità" poste dai promotori.

---

direttivi: tutela degli utenti, sicurezza ed economicità del servizio, continuità e qualità della fornitura, promozione delle fonti rinnovabili nelle piccole isole.

<sup>1</sup> Tra i quali si comprendono non solo imprese, ma anche enti di ricerca ed altri enti (agenzie, istituzioni di governo) preposti allo sviluppo delle attività produttive in un territorio.

<sup>2</sup> I promotori provvedono ad individuare le aree più vantaggiose dal punto di vista orografico e anemologico. Essi sono, infatti, informati dei progressi tecnologici che consentono di poter sfruttare l'energia del vento in diverse condizioni "ambientali".

<sup>3</sup> Una compensazione più adeguata dovrebbe peraltro tener conto anche dei costi (tra i quali quelli per il personale e quelli dovuti al processo autorizzativo stesso, che, in zone soggette a vincoli maggiori, possono essere più elevati), che possono differire in maniera significativa, penalizzando le iniziative imprenditoriali di taglia medio-piccola.

<sup>4</sup> Struttura della domanda ed offerta locale, per prevedere un'eventuale soddisfacimento del fabbisogno di clienti situati in prossimità della centrale, con condizioni di fornitura concordate.

<sup>5</sup> Collegamento alla rete elettrica, accesso alla rete stradale

<sup>6</sup> Fornitura di componentistica, attività di trasporto, telecomunicazioni, ecc.

<sup>7</sup> Gli enti locali, in tale prospettiva, potrebbero altresì coinvolgere tutti le associazioni (camere di commercio, enti di ricerca, ecc.) che possono contribuire all'inserimento del progetto nel tessuto industriale e sociale locale.

<sup>8</sup> Si intende qui una sovrapposizione geografica, ovvero l'applicazione delle rispettive competenze sul territorio.

<sup>9</sup> Sovrapporre ci sembra il termine più corretto perché proprio dalla sovrapposizione di carte geografiche che presentano la distribuzione di tipologie diverse di vincoli si possono ottenere in maniera immediata le informazioni relative alla compatibilità delle diverse zone

## CONCERTAZIONE e CERTIFICAZIONE

Se quanto descritto finora rappresenta in un certo senso il compito tipicamente svolto da un lato dai promotori e dall'altro dalle istituzioni, ci sembra altrettanto importante l'instaurarsi di un rapporto operativo tra questi attori, nell'approccio al problema, attraverso cui si possano effettivamente risolvere le situazioni di conflitto riguardanti la compatibilità delle centrali con l'ambiente ed il territorio.

Vale la pena ricordare, infatti, che ogni strumento di valutazione di una compatibilità, sia essa una valutazione di impatto ambientale o una valutazione ambientale strategica o ancora una valutazione d'impatto sulla sostenibilità<sup>1</sup>, non deve essere inteso come strumento "statico" attraverso cui viene dimostrata una tesi preconstituita di compatibilità (o incompatibilità) dell'iniziativa, ma piuttosto come processo attraverso cui si possono mitigare gli effetti dell'iniziativa che ne possono determinare una incompatibilità (o minore compatibilità) rispetto al contesto in cui essa vuole essere sviluppata.

L'elemento fondamentale per arrivare ad un processo di valutazione della compatibilità che sia certo e rapido è quindi la definizione, da parte degli operatori e da parte delle istituzioni, prima separatamente e poi insieme, dei modi migliori per giungere alla mitigazione di questi effetti. A tal fine può essere utile anche prevedere una concertazione a diversi stadi.

Dapprima i promotori, congiuntamente, certificano delle linee guida comuni che s'impegnano a rispettare per un corretto operare nelle diverse fasi del ciclo di vita dell'impianto. Nel contempo le istituzioni (ed anche le libere associazioni che intendono tutelare interessi particolari) si accordano per adottare delle metodologie comuni (per argomento<sup>2</sup>) attraverso cui valutare in modo uniforme sia i singoli impatti (visivo-paesaggistico, acustico, sull'avifauna) sia l'impatto complessivo sul territorio (che chiama in causa tutti gli enti preposti alla tutela). Vi sono, in Italia ed all'estero, esemplificazioni di approcci di questo tipo al problema autorizzativo. Per restare al caso italiano possiamo citare l'esempio di Edison<sup>3</sup>, che ha proposto un percorso<sup>4</sup> di conduzione dei progetti eolici mirante a minimizzare gli impatti in ognuna delle fasi individuate per il ciclo di vita di un impianto. Parimenti possiamo citare il protocollo d'intesa tra ministeri e regioni da cui dovrebbero scaturire le linee guida ed i criteri per la valutazione e la minimizzazione degli impatti ambientali e paesaggistici delle centrali eoliche.

Quello che forse (ancora) manca<sup>5</sup> e che suggeriamo in questa sede è che, ad uno stadio successivo, promotori, enti istituzionali ed associazioni, insieme, verifichino che le rispettive misure siano coerenti tra loro e possano dar vita effettivamente ad un processo di valutazione, e di eventuale correzione delle inadeguatezze, che sia certo, omogeneo, rapido e corretto rispetto a quelle che sono le diverse esigenze prese in considerazione<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> Argomento del quale si inizia a parlare in Europa.

<sup>2</sup> Ovvero, ad esempio, tutte le soprintendenze utilizzano la stessa metodologia per valutare l'impatto paesaggistico degli impianti.

<sup>3</sup> Edison ha ottenuto la certificazione ambientale EMAS, non strettamente riferita al contesto eolico, ma utile a sviluppare una coscienza ed un approccio attivo alla problematica ambientale.

<sup>4</sup> Già nel 2000 l'ENEA aveva peraltro proposto delle linee guida per i costruttori sulla base di quelle elaborate dalla European Wind Energy Association (EWEA).

<sup>5</sup> Non essendo stato completato il passaggio precedente.

<sup>6</sup> I risultati possono essere affinati anche attraverso passaggi successivi che tengano conto dei progressi tecnici realizzati dai promotori o delle modifiche alla destinazione ed all'uso del territorio introdotte dagli enti preposti. In tal caso è importante che i diversi attori si dimostrino attivi nel far avvertire immediatamente agli interlocutori le necessità di evoluzione del quadro.

## ORGANIZZAZIONE DELLA CONOSCENZA E DEI FLUSSI INFORMATIVI

Infine riteniamo indispensabile che ognuna delle azioni descritte in precedenza possa essere effettuata con il supporto informativo adeguato perché i diversi attori possano partecipare in modo efficace e corretto al processo. Per svolgere le attività suddette è quanto mai necessario disporre di una base di dati riferiti ai diversi progetti e piani adottati (ed ai corrispondenti benefici ed impatti generati), dati a cui vengano però correttamente attribuite tutte le informazioni di contesto perché da essi si possa sviluppare conoscenza riutilizzabile altrove ed in futuro.

A livello operativo (locale) è necessario, come detto, cercare di far percepire i benefici dello sfruttamento dell'energia eolica, oltre ad impegnarsi per valutare e mitigare gli impatti. In tal senso è indispensabile disporre di informazioni aggiornate sul quadro energetico della zona considerata (domanda ed offerta locale, potenziale eolico dei progetti avviati, potenziale di generazione elettrica delle installazioni e possibilità di "evasione" della produzione con le infrastrutture disponibili); è parimenti fondamentale sviluppare conoscenza sull'entità e sulla tipologia dei posti di lavoro creati con l'adozione dei progetti e dei piani di sviluppo, nonché degli eventuali interventi formativi necessari. Per quanto riguarda la valutazione dell'entità e della distribuzione degli altri impatti, sia positivi (emissioni evitate) sia negativi (visivo, acustico, sull'avifauna, ecc.), ci sembra quanto mai opportuno avere a disposizione elementi (dati scientifici che devono scaturire da una sistematica attività di ricerca) che permettano di "ancorare" ad un terreno comune di misurazione o di giudizio le scelte da compiere.

A livello strategico (regionale, ma anche nazionale, in quanto vi sono nel processo competenze che possono essere attribuite allo stato<sup>1</sup>) non è sufficiente disporre di un elenco di "domande di compatibilità" presentate ma è indispensabile aggregare, confrontare e scambiare le informazioni suddette al fine di delineare un quadro delle alternative (gruppi di progetti) disponibili, sulle quali sia possibile compiere analisi costi-benefici (e quindi definire graduatorie di merito) in base ad aspetti – energetici (generazione distribuita di energia elettrica con modifica della struttura di offerta ed aumento dell'autonomia energetica, risparmi sulle attività di trasporto dell'elettricità) socio/produttivi (espansione delle opere e delle infrastrutture energetiche, crescita dell'occupazione e dell'indotto), paesistico/ambientali (impatti positivi e negativi di varia natura) – cui possano essere attribuiti pesi diversi in considerazione delle criticità (fabbisogno energetico, esigenze occupazionali, necessità di tutela ambientale e/o paesistica, ecc.) di volta in volta individuate<sup>2</sup>.

Strumentali a tale proponimento potrebbero essere senz'altro i meccanismi di raccordo<sup>3</sup> tra lo Stato, le regioni e le province autonome, previsti dal disegno di legge di riordino del settore energetico. Tra questi meccanismi è prevista, infatti, anche "un'apposita struttura volta a favorire la cooperazione tra gli organi ed il confronto e lo scambio dei flussi informativi".

---

<sup>1</sup> Per il caso italiano vi è, tra le materie di competenza esclusiva dello stato, anche la "tutela dell'ambiente, dell'ecosistema e dei beni culturali" (Costituzione, Titolo V, art. 117, lettera s).

<sup>2</sup> Nella conciliazione dei diversi interessi è necessario concordare sulla scala delle priorità da attribuire alle diverse alternative, condividendo perlomeno l'ordine di grandezza delle diverse criticità.

<sup>3</sup> In particolare con l'articolo 8 si istituisce, presso il Ministero delle attività produttive una struttura (l'Osservatorio permanente sull'energia) volta a rafforzare la cooperazione fra Stato e regioni attraverso una sede istituzionale di confronto, diretta ad agevolare lo scambio di notizie e valutazioni e ad innescare un circuito simmetrico di informazioni che aiuti a superare il sistema dualistico di separazione delle competenze, sostituendolo con un meccanismo di cooperazione e integrazione conformemente al nuovo assetto delineato con la riforma del Titolo V della parte seconda della Costituzione.

Attraverso la combinazione di tutti gli interventi descritti (programmazione e pianificazione, concertazione e certificazione, strutturazione dell'informazione) è a nostro avviso possibile pervenire ad un processo chiaro, certo, omogeneo e rapido per la valutazione della compatibilità dei progetti di sfruttamento dell'energia eolica e per l'eventuale mitigazione degli effetti ritenuti non ammissibili, che dovrebbe assicurare e rendere più agevole lo sfruttamento effettivo del potenziale eolico reso economicamente fruibile attraverso gli incentivi introdotti.

Il processo<sup>1</sup> potrebbe essere quindi affidato per il coordinamento ad un ente unico (Regione?) che possa orchestrare i diversi interventi, eventualmente attraverso un procedimento amministrativo (conferenza di servizi) che favorisca la partecipazione di tutte le istituzioni coinvolte, per una maggior comprensione dei problemi ed integrazione delle soluzioni.

---

<sup>1</sup> In una modalità forse un poco troppo ingegneristica, ma in parte riconducibile alle normative per la semplificazione dei procedimenti amministrativi ed alle linee guida per l'informatizzazione della pubblica amministrazione al fine di garantire una maggiore efficacia delle responsabilità assegnate ed un maggiore controllo sui risultati, sarebbe infine possibile, per agevolare in pratica le attività da effettuare da parte di ogni attore, e con un passo di ulteriore concertazione, progettare e disegnare il processo complessivo (ad esempio attraverso la metodologia dei diagrammi di flusso). In tal modo si avrebbe un riferimento chiaro, unico e trasversale ai diversi enti, della strutturazione e della sequenza delle diverse fasi, delle attività di valutazione di volta in volta effettuate (attività necessarie ed opzionali), degli attori chiamati ad intervenire nei diversi momenti e delle fonti informative di supporto ai diversi compiti.

## 4 Bibliografia

### Documentazione

- AWEA, *Permitting of Wind Energy Facilities*, 2002
- Barra L., Pirazzi L., Arena A., *Energia eolica. Aspetti tecnici, ambientali e socio-economici*, ed. ENEA, 2000
- Carley, M. and Christie, I., *Managing Sustainable Development*, Earthscan Publications, London, 1992.
- Costanza R., *Three general policies to achieve sustainability*, 1990, (fonte: <http://dieoff.org/>)
- Daly H. E., *Thermodynamic and economic concept as related to resource-use policies: comment*, Land Econ. 62, 1986
- De Paoli L., Lorenzoni A., *Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*, 1999
- ENEA, *Rapporto Energia e Ambiente*, 2001
- Faber T. et al., *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*, edited by Haas R., Joint Report by the cluster "Green Electricity" co-financed under the 5th framework programme of the European Commission, 2000.
- Faucheux, S.; O'Connor, M.; Van der Straaten, J., *Sustainable Development: Concepts, Rationalities and Strategies*, Kluwer Academic Publishers, The Netherlands, 1998
- IEA, *Wind Energy Annual Report*, 2001
- Kapp K.W., *The Social Cost of Private Enterprise*, Schocken Paperback ed. New York, 1971
- Kyoto Club, *"L'industria italiana di tecnologie per le fonti rinnovabili di energia: posizionamento tecnologico e di mercato, prospettive di politiche di incentivazione mirate – Parte I, Cap. 2, Analisi critica degli scenari di crescita delle fonti rinnovabili"*, Settembre 2002.
- Larrue C., *The political (Un)feasibility of Environmental Economic Instruments*, in Dente B. "Environmental Policy in search of New Instruments", Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1995.
- Pearce D. W., *The sustainable use of natural resources in developing countries*, in Turner R. K. (ed.) 1988.
- Pearce D.W., Barbier E. and Markandya A., *Sustainable development. Economics and environment in the Third World*, Earthscan Publications, 1990
- Pearce D.W., Markandya A., Barbier E., *Progetto per un'economia verde*, Il Mulino, Bologna, 1991.
- Peet, J., *Energy and the Ecological Economics of Sustainability*, Island Press, Washington 1992.
- Pluckel H. (Chef de Bureau at Regio Randstad), *Towards a green multilevel functioning EU*, in The Commission'S WHITE PAPER ON GOVERNANCE: WHAT'S IN IT FOR THE ENVIRONMENT, Conference organised by the European Commission, Brussels December 2001
- Repetto R., *The global possible – Resources, development and the new century*, Yale University Press, New Haven, 1985
- Signe K., *Local Governments Acting as Environmental Authority*, May 1996. SØM publication no. 13, AKF, Institute of Local Government Studies, Denmark.
- Tietenberg T., *Emission Trading: an Exercise in Reforming Pollution Policy*, Resources for the Future Inc., Washington D.C., 1985
- Tietenberg T., *Environmental and Natural Resources Economics. 5 Edition* – Addison Wesley Longman, 2000
- Turner R. K., Pearce D. W., Bateman I., *Economia ambientale, un'introduzione elementare*, Il Mulino, Bologna, 1996.
- United Nations, *Rio Declaration on Environment and Development*, 1992
- Van Beek A., Benner J.H.B., *International Benchmark Study on Renewable Energy*, Energy Policy Studies, Rotterdam, 1998.
- Wagle, S., *Sustainable Development: Some Interpretations, Implications and Uses*. Bulletin of Science, Technology, and Society 13: 314-323, 1993.
- WCED 1987, *Our common future*, Oxford University Press, ("The Bruntland Report").

- Wolsink M., *Institutional Capacity for Spatial Implementation of Renewable Energy*, AME - Department of Geography and Planning, University of Amsterdam, 2001.
- OECD/IEA, *World Energy Outlook 2002*.

#### Legislazione italiana a sostegno delle fonti rinnovabili

- Legge 9/91
- Legge 10/91
- Decreto lgs 504/95
- Provvedimento Cip 6/92
- Decreti Minindustria 19 luglio 1996 e 24 febbraio 1997
- Legge 448/98, art. 8, comma 10, lett. f
- Delibera Cipe 19 novembre 1998
- Delibera Cipe 6 agosto 1999
- Decreto legislativo 79/99
- Decreto MICA 11 novembre 1999
- Legge 133/99, art. 10, comma 5
- Legge 133/99, art. 10, comma 7
- Delibera autorità 224/00
- Decreto legislativo 164/00
- Legge 342/00, art. 60, comma 1
- Decreto MINAMB 20 luglio 2000
- Programma comune solarizzato
- Programmi MINAMB-Regione Lombardia
- Programma MINAMB per grandi comuni
- Programma MINAMB tetti fotovoltaici
- Legge finanziaria 2001, art. 109
- Legge finanziaria 2001, art. 110
- Legge finanziaria 2001, art. 111
- Legge finanziaria 2001, art. 21
- Legge finanziaria 2001, art. 22
- Legge finanziaria 2001, art. 27
- Legge finanziaria 2001, art. 29
- Decreti ministeriali 24 aprile 2001

#### Siti internet

- <http://www.un.org/esa/sustdev>
- <http://www.oecd.org/env/index.htm>
- <http://esl.jrc.it/envind/>
- [http://europa.eu.int/comm/energy/index\\_en.html](http://europa.eu.int/comm/energy/index_en.html)
- [http://europa.eu.int/comm/energy\\_transport/atlas/htmlu/windrtdf.html](http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/windrtdf.html)
- <http://www.bmu.de/english/fset1024.php>
- <http://gp.fmg.uva.nl/ame/research/institutions/windpower.html>

## **5 ALLEGATI**

### **5.1 Allegato D: *Direttiva 2001/77/CE sullo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea***

La direttiva è finalizzata alla promozione dell'energia da fonti rinnovabili nel mercato interno alla comunità e a creare le basi per una comune politica degli stati membri (art.1)

La direttiva stabilisce chiaramente quali sono le fonti considerate rinnovabili ed assimila alle biomasse la parte biodegradabile dei rifiuti urbani ed industriali opportunamente differenziati (art. 2)

La direttiva stabilisce un meccanismo di monitoraggio dei progressi raggiunti dai singoli paesi membri rispetto ai target fissati mediante una serie di report periodici da consegnare alla commissione (art. 3). Inoltre la commissione valuta l'applicazione dei regimi di sostegno alle fonti rinnovabili nei vari stati membri anche secondo un criterio di costo-efficacia dell'intervento (art.4).

La direttiva risponde anche all'esigenza di garantire l'origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili istituendo la "garanzia di origine" demandando ai singoli paesi membri la nomina di appositi organi competenti per il suo rilascio; le garanzie di origine devono essere mutuamente riconosciute all'interno dei paesi della Comunità e possono diventare la base per l'adozione di norme comuni a livello di Unione Europea (art. 5).

Viene stimolata la razionalizzazione delle procedure amministrative e la semplificazione normativa; viene proposta la definizione di linee guida e di procedure di programmazione rapida per i produttori (art. 6).

Con l'articolo 7 la direttiva si occupa di alcune questioni attinenti alla rete di trasmissione, promuovendo garanzie di trasmissione e distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili tramite la creazione di norme standard, la non penalizzazione della energia prodotta da fonti rinnovabili, la contabilizzazione nella tariffa dei vantaggi derivanti da impianti connessi alla rete.

Nella normativa si fa anche un chiaro riferimento ai costi esterni degli impianti tradizionali rispetto agli impianti a fonte rinnovabile.

In allegato si trova una tabella (Tabella 7) che "fornisce valori di riferimento per la fissazione degli obiettivi indicativi nazionali relativi all'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (elettricità FER), di cui all'articolo 3, paragrafo 2".

**Tabella 7: Direttiva 2001/77/CE, Allegato: Valori di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali degli Stati membri relativi al contributo dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili al consumo lordo di elettricità entro il 2010 (\*)**

	Elettricità FER TWh 1997 (**)	% Elettricità FER 1997 (**)	% Elettricità FER 2010 (***)
Belgio	0,86	1,1	6,0
Danimarca	3,21	8,7	29,0
Germania	24,91	4,5	12,5
Grecia	3,94	8,6	20,1
Spagna	37,15	19,9	29,4
Francia	66,00	15,0	21,0
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Italia	46,46	16,0	25,0 (1)
Lussemburgo	0,14	2,1	5,7 (?)
Paesi Bassi	3,45	3,5	9,0
Austria	39,05	70,0	78,1 (?)
Portogallo	14,30	38,5	39,0 (?)
Finlandia	19,03	24,7	31,5 (?)
Svezia	72,03	49,1	60,0 (?)
Regno Unito	7,04	1,7	10,0
Comunità	338,41	13,9%	22% (****)

(\*) Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, gli Stati membri partono necessariamente dall'ipotesi che la disciplina degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente consente regimi nazionali di sostegno alla promozione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

(\*\*) I dati si riferiscono alla produzione nazionale di elettricità FER nel 1997.

(\*\*\*) Le percentuali relative all'elettricità FER nel 1997 e nel 2010 si basano sulla produzione nazionale di elettricità FER divisa per il consumo interno lordo di elettricità. In caso di scambi interni di elettricità FER (con certificazione riconosciuta od origine registrata), il calcolo di tali percentuali inciderà sui dati per il 2010 relativi ai singoli Stati membri, ma non sul totale per la Comunità.

(\*\*\*\*) Cifra arrotondata risultante dai valori di riferimento sopra indicati.

(1) L'Italia dichiara che il 22 % potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh. Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, l'Italia muove dall'ipotesi che la produzione interna lorda di elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili rappresenterà nel 2010 fino a 76 TWh, cifra che comprende anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali utilizzati in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti.

Al riguardo si rilevi che la capacità di conseguire l'obiettivo indicativo enunciato nell'allegato dipende, tra l'altro, dal livello effettivo della domanda interna di energia elettrica nel 2010.

(2) Tenuto conto dei valori indicativi di riferimento enunciati nel presente allegato, il Lussemburgo ritiene che l'obiettivo fissato per il 2010 possa essere conseguito soltanto se:

- in tale anno il consumo complessivo di energia elettrica non supererà quello del 1997,
- sarà possibile moltiplicare per 15 l'energia elettrica di origine eolica,
- sarà possibile moltiplicare per 208 l'energia elettrica prodotta con biogas,
- l'energia elettrica prodotta dall'unico inceneritore di rifiuti urbani del Lussemburgo, che nel 1997 ha rappresentato la metà dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, potrà essere computata integralmente,
- sarà possibile aumentare a 80 GWh l'elettricità prodotta con procedimenti fotovoltaici, sarà stato tecnicamente possibile realizzare i punti precedenti entro i tempi previsti.

Data la mancanza di risorse naturali, è escluso qualsiasi ulteriore aumento dell'elettricità prodotta da centrali idroelettriche.

(3) L'Austria dichiara che il 78,1 % potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 56,1 TWh. Poiché l'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili consiste in massima parte nella produzione delle centrali idroelettriche e dipende quindi dalle precipitazioni annuali, le cifre per il 1997 e il 2010 dovrebbero essere calcolate secondo un modello a lungo termine basato sulle condizioni idrologiche e climatiche.

(4) Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, il Portogallo dichiara che per mantenere la quota di elettricità prodotta da fonti rinnovabili del 1997 quale obiettivo indicativo per il 2010 si è partiti dalle seguenti ipotesi:

- sarà possibile continuare il Piano nazionale per l'elettricità costruendo nuove capacità idroelettriche superiori a 10 MW,
- le altre capacità provenienti da fonti rinnovabili, possibili soltanto con l'aiuto finanziario statale, registreranno un incremento annuo otto volte superiore a quello ultimamente registrato.

Queste ipotesi implicano che la nuova capacità prodotta da fonti rinnovabili, escluse le grandi centrali idroelettriche, aumenterà del doppio rispetto all'aumento del consumo interno lordo di elettricità.

(5) Il piano d'azione per le fonti energetiche rinnovabili della Finlandia fissa per il volume delle fonti energetiche rinnovabili cui affidarsi nel 2010 degli obiettivi che si basano su studi approfonditi della situazione. Il governo ha approvato il piano d'azione nell'ottobre 1999.

Il piano d'azione finlandese prevede che nel 2010 la quota di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili si attesti sul 31 %. Si tratta di un obiettivo indicativo molto ambizioso, la cui realizzazione implicherà per il paese misure di promozione generalizzate.

(6) Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, la Svezia rileva che la capacità di conseguire l'obiettivo dipende pesantemente dai fattori climatici che incidono notevolmente sul livello della produzione idroelettrica, in particolare dalle variazioni nella pluviometria, nella stagionalità delle precipitazioni e nell'afflusso idrico. La quantità di energia prodotta dalle centrali idroelettriche può subire grosse variazioni: in anni molto asciutti può ammontare a 51 TWh, mentre in annate piovose potrebbe arrivare a 78 TWh. Il dato relativo al 1997 andrebbe quindi calcolato partendo da un modello a lungo termine basato su risultanze scientifiche in materia di idrologia e cambiamenti climatici. Nei paesi con quote consistenti di produzione idroelettrica un metodo di applicazione generalizzata consiste nel riferirsi a statistiche sull'afflusso idrico che coprono un arco di 30-60 anni. Pertanto, secondo la metodologia seguita in Svezia e viste le condizioni nel periodo 1950-1999, corrette per tener conto delle differenze in termini di capacità complessiva di produzione idroelettrica e di afflusso idrico nel corso degli anni, la produzione idroelettrica media ammonta a 64 TWh, il che corrisponde al 46 % per il 1997. La Svezia reputa quindi che il 52 % sia una cifra più realistica per il 2010. Inoltre, la capacità svedese di conseguire l'obiettivo è limitata dal fatto che i fiumi non ancora sfruttati sono protetti per legge e dipende pesantemente dai fattori seguenti:

- espansione della produzione combinata calore energia (PCCE) in funzione della densità di popolazione, della domanda di energia per riscaldamento e dall'evoluzione tecnologica, in particolare per quanto riguarda la gassificazione dei bagni di macerazione,
- autorizzazione di centrali eoliche in conformità della normativa nazionale, accettazione da parte della popolazione, evoluzione tecnologica ed espansione delle reti.

## 5.2 Allegato E: Stato di attuazione del meccanismo dei Certificati Verdi nei Paesi dell'Unione Europea

Parametri del meccanismo ↓	Austria	Belgio		DK	Italia	Olanda	Regno Unito	Svezia
		Regione Fiamminga	Regione Vallone					
Inizio	2002	2002	2002	2002 <sup>1</sup>	2002	1998 <sup>2</sup>	2001	2003
Milestone <sup>3</sup>	-	-	-	-	2012	-	2012 - 2027	-
Tecnologie incluse	mini idro (altre con quota non trasferibile)	tutte, no rifiuti solidi urbani	tutte, no termo combust.	Mini idro, eolico, biomassa, solare, geotermico, no rifiuti	tutte	tutte	Mini idro, eolico, biomassa, solare, geotermico, no rifiuti	idro, eolico, solare, geotermico, biocombustibili, en. da moto ondoso
Evoluzione quota	8% 4% non commerciabile	2% (2003) 3% (2004) 5% (2010)	3% (2001) 4% (2002) 5% (2003) 6% (2005)	20% (2005)	2% (2002) + 0,35%/anno da 2005 a 2012	1.7 mld KWh <sup>4</sup>	3% (2002) 5% (2003) 10,4% (2010) e poi cresc. fino 2027	6,7% (2003) 15,5% (2010)
Soggetti obbligati	consumatori	venditori	venditori	consumatori	produttori	venditori	venditori	venditori / consumatori
Restrizioni di prezzo	non pianificate, prezzo max. come sanzione	Si, pianificate	<i>dato non disponibile</i>	min 0,0135 €/KWh <sup>5</sup> max 0,037€/KWh		non pianificate, prezzo max. come sanzione	non pianificate, prezzo max. come sanzione (0,05 €/KWh)	min 0,006 €/KWh fino 2003 poi 0,002€/KWh max 0,03 €/KWh fino 2008
Sanzioni	Si, secondo tecnologia peggiore	da 0,05 €/KWh (2002) fino a 0,12 €/KWh	<i>dato non disponibile</i>	0,037 €/KWh	150% del prezzo di mercato (prezzo max. anno preced.)	150% del prezzo di mercato	0,05 €/KWh	150% del prezzo di mercato (prezzo max. anno preced.) max 0,03 €/KWh fino 2008

<sup>1</sup> Il meccanismo è bloccato in attesa della revisione di tutta la politica sulle fonti rinnovabili.

<sup>2</sup> Vi è stato un primo periodo (1998-2000) i seguito al quale il meccanismo è stato riproposto a partire dal 2001.

<sup>3</sup> Si tratta di scadenze in cui si vuole verificare l'ottenimento dei risultati prefissi.

<sup>4</sup> Quantità volontariamente concordata dai produttori di en. el. come obiettivo da raggiungere entro il 2000 (periodo 1998-2000).

<sup>5</sup> Pari a carbon tax refund.

Parametri del meccanismo (continua) ↓	Austria	Belgio		DK	Italia	Olanda	Regno Unito	Svezia
		Regione Fiamminga	Regione Vallone					
Frequenza verifica	<i>dato non disponibile</i>	annuale	<i>dato non disponibile</i>	annuale	annuale	<i>Non si applica</i>	annuale	annuale
Banking <sup>1</sup>	<i>dato non disponibile</i>	Si	<i>dato non disponibile</i>	Si	No	<i>Non si applica</i>	Si, con limite quantitativo	<i>dato non disponibile</i>
Borrowing <sup>2</sup>	<i>dato non disponibile</i>	No	No	Si, con incremento obbligo anno successivo	No	<i>Non si applica</i>	No	<i>dato non disponibile</i>
Commercio internazion.	No	Si	No	Si, con restrizioni	Si, solo energia fisica	Si, solo energia fisica	Si, con restrizioni	<i>dato non disponibile</i>
Schema di commercio	Aperto	Borsa	Aperto, trading e supporto	Borsa	Aperto	Borsa, per lo più contratti lungo periodo	Borsa; mercato spot, a termine e derivati	<i>dato non disponibile</i>

<sup>1</sup> Possibilità di accantonare certificati ed utilizzarli per adempiere ad obblighi futuri.

<sup>2</sup> Possibilità di adempiere all'obbligo considerando la produzione futura (di energia elettrica da fonti rinnovabili).