

L'UTILIZZO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI PER LA GENERAZIONE
ELETTRICA: STRATEGIE COMUNITARIE, POLITICHE NAZIONALI
E RUOLO DELLE REGIONI*

Alberto Biancardi e Marzia Minozzi

1. *Premessa*

La diffusione dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili è tra gli obiettivi della politica energetica da almeno il 1992, ma solo recentemente è diventata un obiettivo prioritario, a causa del rialzo dei prezzi delle materie prime energetiche, dei crescenti rischi derivanti dalla dipendenza dai combustibili fossili e delle sempre più marcate preoccupazioni di natura ambientale. L'Unione europea ne ha fatto una scelta strategica di lungo periodo con la definizione, nel marzo 2007, degli obiettivi vincolanti in tema di energia e ambiente, in particolare stabilendo che entro il 2020 il 20% del consumo energetico comunitario dovrà provenire da fonti rinnovabili.

La Commissione europea ha supportato le proprie decisioni in materia con un'azione conoscitiva molto approfondita, finanziando - sin dalla metà degli anni 2000 - studi e modelli in tema di energia e ambiente che hanno costituito lo strumento di valutazione e verifica delle misure ipotizzate e proposte.

Questo lavoro ha un duplice fine. In primo luogo, verrà illustrata in sintesi l'analisi svolta dalla Commissione in tema di fonti rinnovabili e incentivi alle nuove tecnologie energetiche. In secondo luogo, verrà analizzato quanto fatto finora a livello italiano nel medesimo ambito, delineando le principali linee di azione che - a giudizio di chi scrive - dovrebbero essere adottate, con particolare riguardo al coordinamento fra azioni intraprese a livello centrale e locale.

È utile osservare, prima di proseguire, che anche se l'obiettivo identificato per il 2020 riguarda l'insieme dei consumi energetici, cioè elettricità, climatizzazione e trasporto, il presente lavoro si focalizzerà sul settore dell'energia elettrica, quello in cui l'utilizzo delle fonti rinnovabili ha una storia più consolidata, anche in termini di obiettivi e incentivi.

2. *Le azioni comunitarie*

Il primo provvedimento comunitario significativo in tema di fonti rinnovabili è il Libro verde del 1996, in cui si avvia una discussione che nell'anno successivo si conclude con il Libro bianco *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili*.

La direttiva 2001/77 trova fondamento - come è prassi a livello comunitario - nel Libro bianco. A seguito della sua emanazione, vengono avviati in sede di Unione europea una serie di ulteriori approfondimenti e programmi. Tra questi, basti citare *AltenerII* (programma non tecnologico di promozione delle fonti rinnovabili), *Intelligent energy for europe* (che riguarda anche le iniziative di promozione dell'efficienza energetica), *Managenergy* (per la diffusione delle buone pratiche) e da ultimo il *Progress*, per monitorare l'evoluzione del settore delle rinnovabili nell'Unione.

* Nota elaborata per il gruppo di studio ASTRID "Clima, energia e ambiente".

3. *I modelli quantitativi*

Ai nostri fini, è di estremo interesse l'attività di studio e approfondimento degli scenari energetici e delle tecnologie che ha supportato l'attività e le proposte della Commissione, almeno fino al Consiglio del marzo 2007. Questa attività è stata propedeutica alla fase, che esamineremo tra breve, di definizione degli obiettivi comunitari del cosiddetto «pacchetto energia e ambiente», in cui è stato identificato l'ormai famoso obiettivo 20/20/20 (riduzione del 20% di emissioni di Co₂, 20% di consumo energetico da fonti rinnovabili, 20% di risparmio energetico rispetto allo scenario *baseline*).

Tale attività si è basata sullo sviluppo, in particolare, di due modelli quantitativi: il GreenX (nell'ambito dello studio Forres 2020) ed il Primes, e di una serie di studi e approfondimenti su altri aspetti (sistemi di supporto, tecnologie).

Lo studio *Forres 2020: analisi dell'evoluzione delle fonti rinnovabili sino al 2020*, che è stato preparato nel 2004 da un consorzio di istituti di ricerca di area mitteleuropea (Germania, Austria, Olanda e Ungheria), ha consolidato alcuni punti di partenza su cui ragionare: alla ricognizione della situazione esistente negli stati membri dell'Unione si è aggiunta una valutazione del potenziale di ciascun paese ed una valutazione di scenari alternativi al 2020 (fig. 1), basata su un approccio econometrico tramite l'utilizzo del modello GreenX.

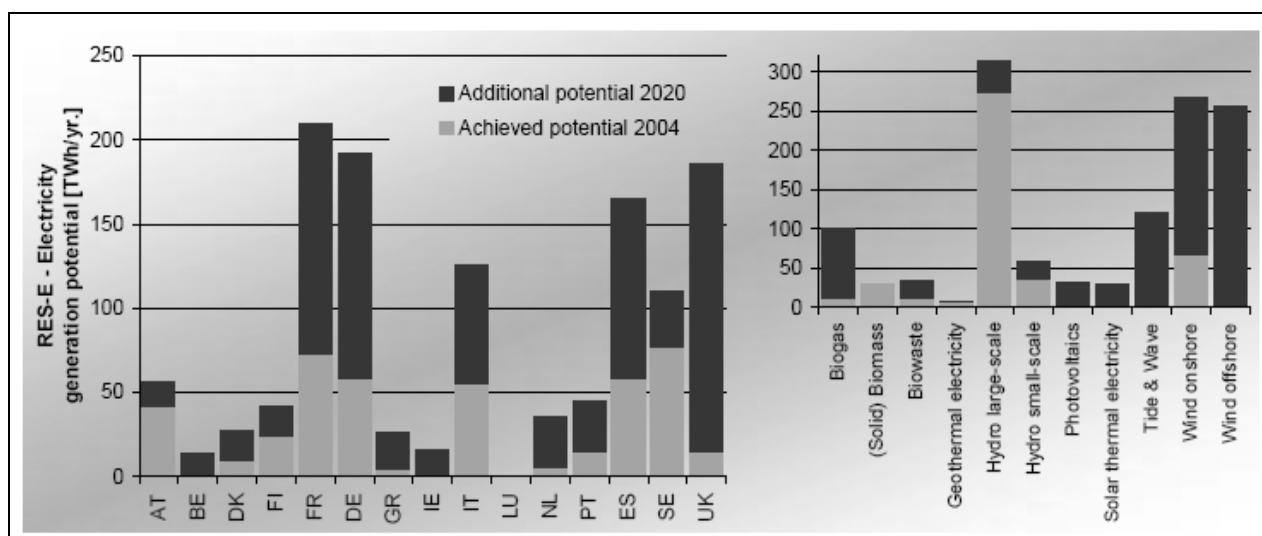
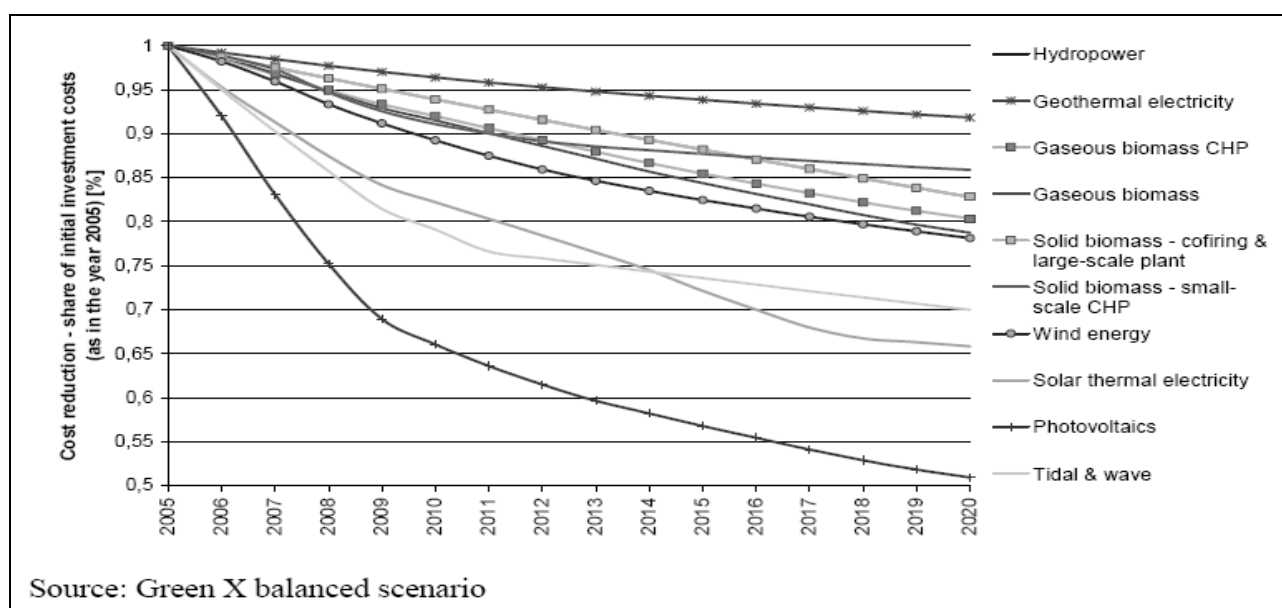


Fig. 1. Stima dei potenziali nazionali nel modello Green X.

Il modello Green X è stato sviluppato dall'università di Vienna, con fondi comunitari nel periodo 2002-2004, con l'obiettivo di descrivere costi e potenziale delle fonti rinnovabili, simulare l'impatto di eventuali misure in materia e incorporare aspetti dinamici, come l'innovazione tecnologica e la diffusione delle nuove tecnologie energetiche.

Il modello permette di considerare congiuntamente gli effetti della limitatezza delle risorse e delle variazioni di costo; l'utilizzo del modello ha condotto ad avere un set informativo di riferimento in merito all'opportunità di procedere a una armonizzazione dei sistemi di incentivazione e, particolarmente importante, ai percorsi di riduzione dei costi di investimento probabile nel periodo 2002-2020 per le diverse tecnologie (fig. 2).



Source: Green X balanced scenario

Fig. 2. Stima dell'andamento dei costi di investimento per tecnologia.

È inoltre presente una prima comparazione dei costi medi di generazione, confrontati all'allora prezzo medio dell'energia, sulla cui base emerge che le due tecnologie competitive rispetto alle fonti tradizionali sono l'eolico *on-shore* e le biomasse (oltre all'idroelettrico, che ha una storia consolidata di utilizzo e che viene spesso distinto dalle fonti rinnovabili innovative) (fig.3).

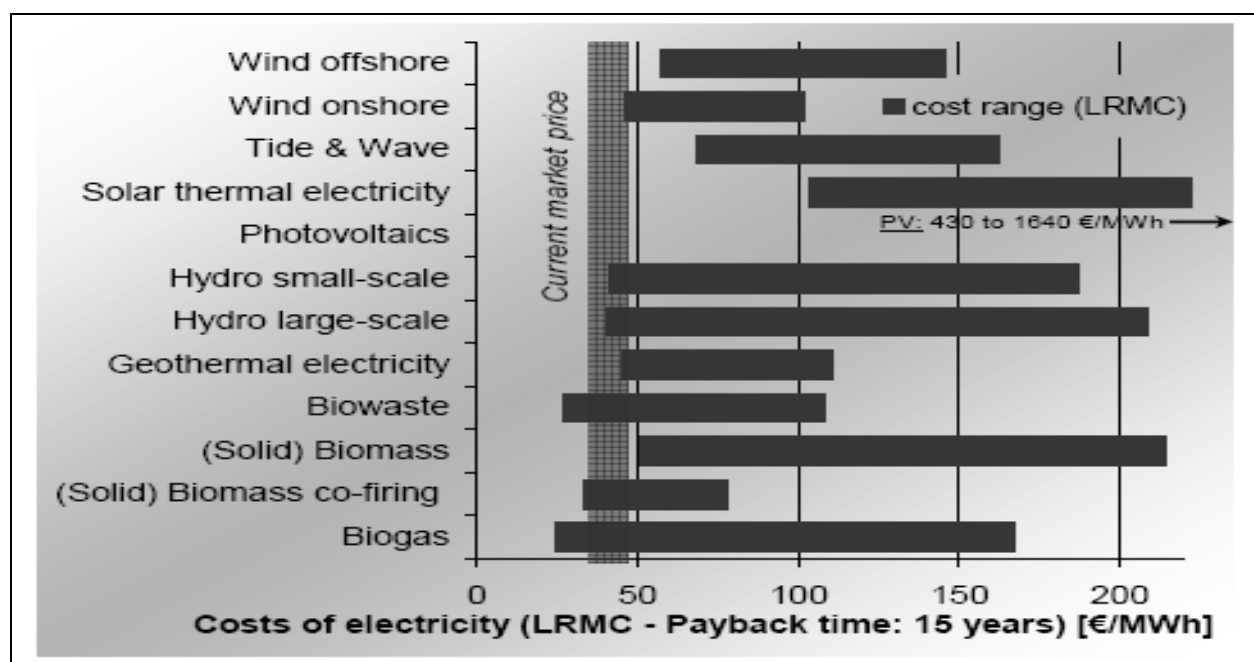


Fig 3. Comparazione dei costi di generazione per tecnologia.

Altri risultati del modello riguardano indicazioni a livello paese, per categoria di utilizzo di fonte rinnovabile (elettricità, riscaldamento, trasporto) e per tecnologia, relativamente a: produzione totale di energia; capacità installata; quota di rinnovabili sul totale prodotto o sulla domanda; bilancio elettrico import/export; consumo di energia ed emissioni di CO₂ evitate; simulazioni di impatto delle politiche energetiche sul mix delle fonti, sui costi di generazione, sul benessere del consumatore.

Da notare che tra gli utilizzatori del modello non ci sono solo le Dg Tren e Dg Research, ma anche l'Agenzia per la sostenibilità irlandese, il Ministero per l'ambiente tedesco e l'Agenzia europea per l'ambiente.

L'altro modello centrale nelle elaborazioni della Commissione europea è il Primes, sviluppato da centri di ricerca dell'università di Atene con fondi comunitari a partire dal 1993, il cui primo utilizzo comunitario, nel 1997, è stato finalizzato alle negoziazioni di Kyoto. Ulteriori versioni del modello sono utilizzate per la valutazione delle politiche energetiche e ambientali e delle loro interrelazioni.

Il modello stima funzioni di domanda e offerta di energia, incorporando elementi relativi ai fondamentali del mercato, alla struttura delle industrie, alle politiche energetico-ambientali e alla regolamentazione, che influenzano il comportamento degli attori del sistema energetico.

Il modello permette di fare previsioni di scenario e valutazioni di impatto delle politiche di lungo termine per una serie di variabili collegate a: elementi di politica energetica, sicurezza degli approvvigionamenti, costi; aspetti ambientali; politiche di prezzo e tassazione, standard tecnologici; nuove tecnologie e fonti rinnovabili; efficienza energetica negli usi finali; carburanti alternativi;

trading di energia, liberalizzazione dei mercati, aspetti specifici della generazione elettrica, della distribuzione di gas naturale e della raffinazione.

Di rilievo è la conclusione che da oggi al 2020 nessuna tecnologia innovativa sembra in grado di sopperire all'utilizzo delle fonti tradizionali, né di essere manifestamente più competitiva.

Naturalmente, il risultato è condizionato dalle ipotesi sul prezzo delle fonti fossili¹. Il modello utilizza due scenari: uno *baseline*, in cui il prezzo del petrolio diminuisce da 54 \$₂₀₀₅/boe del 2005 a 48 \$₂₀₀₅/boe nel 2020 mentre quello del gas aumenta da 30 a 37\$₂₀₀₅/boe; nello scenario di prezzi alti il prezzo del petrolio sale dai 54 \$₂₀₀₅/boe del 2005 a 77,6 \$₂₀₀₅/boe del 2020 mentre il gas passa da 30 \$₂₀₀₅/boe del 2005 a 53 \$₂₀₀₅/boe.

Ne deriva l'indicazione per l'Unione e per gli stati membri di puntare su mix di fonti bilanciato, senza legarsi indissolubilmente ad alcuna fonte/tecnologia. Ulteriori conseguenze: l'Unione deve, da un lato, ottimizzare i propri sforzi nella ricerca, attraverso il miglioramento dello scambio informativo sulle iniziative in corso da parte di tutti i soggetti; dall'altro, migliorare i collegamenti tra i sistemi elettrici degli stati membri, in modo da rendere effettivamente europeo l'*energy mix figurativo* dell'Unione, che già attualmente vede l'utilizzo congiunto di tutte le tecnologie disponibili (fig. 4).

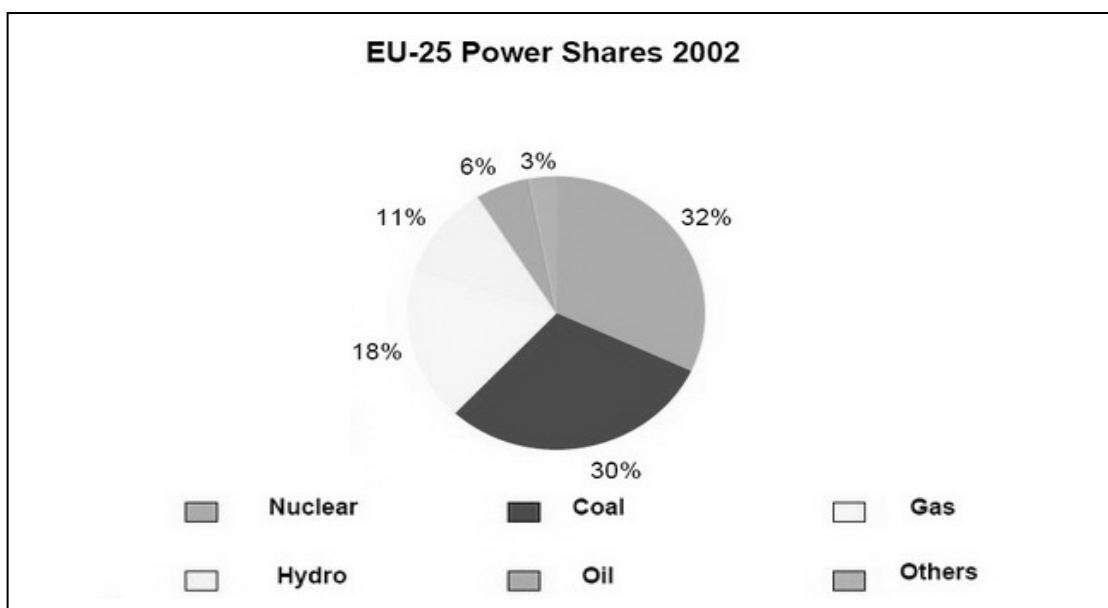


Fig. 4. *Energy mix* europeo (dati 2002).

Alla prima esigenza rispondono ulteriori iniziative nel campo delle tecnologie e delle fonti rinnovabili; alla seconda le proposte legislative per il completamento delle liberalizzazioni e le iniziative sulle interconnessioni prioritarie.

4. *L'analisi a supporto*

¹ Da sottolineare che il modello si focalizza solo sui costi di produzione dalle diverse fonti e prescinde dagli incentivi economici che sono assegnati alle tecnologie (ad esempio, in Italia i certificati verdi all'eolico e ad altre fonti rinnovabili). Sotto questo profilo, dunque, il modello sottostima i costi inerenti l'adozione di fonti rinnovabili su più larga scala.

Come accennato in chiusura del paragrafo precedente, l'attività della Commissione europea non è stata volta unicamente a mettere a punto modelli quantitativi, ma si è focalizzata anche su alcuni aspetti ritenuti rilevanti per lo sviluppo delle rinnovabili, quali i sistemi di supporto e incentivazione, i progressi effettuati nei singoli stati membri nello sviluppo di ulteriori tecnologie innovative.

Nel 2005, la Commissione ha prodotto un rapporto sui sistemi di supporto per l'utilizzo delle fonti rinnovabili, aggiornato nel 2007, in cui è stata comparata l'efficacia dei diversi sistemi in uso nei paesi membri e sono stati individuati fattori extra-monetari che influenzano l'utilizzo delle fonti rinnovabili: ostacoli amministrativi per definire gli iter autorizzatori, carenze nella programmazione dell'uso del territorio, tempistiche lunghe ed incerte per la realizzazione degli investimenti.

Dal rapporto emerge che un evidente beneficio alla diffusione degli impianti a fonti rinnovabili deriva dall'istituzione di un'autorizzazione unica, rispondente ai criteri di oggettività e non discriminatorietà indicati dagli organismi comunitari, e da altri strumenti in grado di migliorare l'aspetto amministrativo e connesso alla gestione del territorio per l'uso delle fonti rinnovabili, quali: meccanismi di pre-pianificazione che indichino con chiarezza agli operatori di mercato dove è possibile effettuare gli investimenti; procedure agevolate per i progetti piccoli; linee guida per affrontare i problemi connessi alla legislazione ambientale.

Anche la definizione di regole trasparenti ed equilibrate per garantire l'allacciamento alla rete degli impianti a fonti rinnovabili è segnalata come obiettivo essenziale: la priorità di dispacciamento, già auspicata nella direttiva 2001/77, a giudizio della Commissione deve essere accompagnata dalla tempestività dell'accesso, possibile se gli interventi necessari sulle reti di distribuzione e trasporto sono effettuati in tempi adeguati, e sulla base di regole trasparenti per ripartire i costi relativi².

Sotto il profilo del funzionamento dei sistemi incentivanti in uso presso gli stati membri, in entrambi gli studi della Commissione (2005 e 2007), i certificati negoziabili e le quote obbligatorie di produzione da fonti rinnovabili vengono giudicati i meno efficaci. A parziale giustificazione di questo, nel 2005, la Commissione riconosce la possibilità che, essendo questi sistemi di mercato avviati da poco, le valutazioni effettuate possano risentire ancora di una certa instabilità del mercato. Tuttavia, si ipotizza anche che la peggiore performance di tali sistemi sia dovuta alla maggiore incertezza sulla remunerazione degli investimenti connessa all'utilizzo di questi strumenti, rispetto soprattutto al più tradizionale strumento tariffario.

Nell'aggiornamento dello studio al 2007 vengono evidenziati i miglioramenti posti in essere da parte degli stati membri, che hanno condotto ad una maggiore efficacia complessiva delle misure in atto: la Commissione evidenzia il progressivo superamento di alcune criticità, grazie all'inserimento di differenziazioni degli incentivi per tecnologia e all'orientamento al costo degli stessi, in modo da assicurare il supporto a tutte le tecnologie, non solo a quelle meno costose, e il perseguimento dell'efficienza. La Commissione evidenzia che le differenze tra i diversi sistemi stanno riducendosi in seguito ai correttivi adottati in molti stati membri sulla base dell'osservazione delle *best practices* comunitarie.

Per il periodo marzo 2006 - febbraio 2008, la Commissione ha affidato allo stesso consorzio di ricerca che ha curato il rapporto Forres la redazione del rapporto Progress. Nel rapporto sono

² La rilevanza di questo tipo di ostacoli e regole per una efficace diffusione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili è ormai generalmente condivisa, i principali provvedimenti di supporto alle fonti rinnovabili negli ultimi anni hanno tentato di affrontare almeno parte di questi problemi, ma la situazione rimane confusa, tanto che l'analisi è stata sostanzialmente riconfermata dalla stessa Commissione europea alla fine del 2007, nell'aggiornamento dello stesso studio, che ha accompagnato la presentazione al Parlamento europeo della nuova proposta di direttiva sulle fonti rinnovabili.

contenuti l'aggiornamento sullo stato di implementazione della direttiva del 2001 in tema di utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e una interessante analisi sullo stato attuale dei consumi energetici negli altri settori (riscaldamento e trasporti); inoltre, il rapporto è stato finalizzato ad approfondire le questioni delle barriere amministrative e dello stato di attuazione della garanzia di origine, in vista della definizione di proposte emendative delle norme vigenti.

5. *Il nuovo pacchetto clima - energia*

La proposta di direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili presentata dalla Commissione Ue a gennaio 2008 tiene conto di tutti gli elementi emersi nell'ambito dell'attività preparatoria. A dicembre dello stesso anno, dopo una fase di lunghe e accese discussioni, la proposta è stata approvata dal Parlamento nell'ambito del cosiddetto nuovo pacchetto clima – energia.

La novità principale rispetto alla direttiva del 2001 consiste senza dubbio nella caratteristica di obbligatorietà che viene conferita agli obiettivi individuati per ciascuno stato membro. Il 20% di consumo energetico da fonti rinnovabili per l'intera Unione viene declinato per ciascun paese in modo cogente. Per l'Italia, la nuova direttiva identifica una percentuale da soddisfare al 2020 del 17% di consumo energetico da fonti rinnovabili, che per il settore elettrico significa arrivare ad un 32% di generazione da tali fonti, considerando il ridotto apporto che potrà venire dai settori di trasporti e climatizzazione³.

Inoltre, vengono introdotti obiettivi intermedi secondo una traiettoria indicativa che serve, ovviamente, per verificare il progressivo raggiungimento dell'obiettivo finale ed è identificata sulla base delle informazioni accumulate negli studi della Commissione su tempistica e costi delle rinnovabili; al fine di graduare gli oneri per ciascuno stato membro, la dinamica degli obiettivi intermedi non è lineare, ma si incrementa col tempo, come riportato in figura 5⁴.

³ Gli obiettivi comunitari prevedono che il 10% del consumo di carburante debba essere assicurato al 2020 da biocarburanti; oltre questo, il ricorso a fonti rinnovabili per il settore del trasporto, che pesa oltre il 42% sui consumi energetici complessivi, sarà trascurabile. Il settore elettrico dovrà assicurare la quasi totalità del raggiungimento dell'obiettivo poiché costituisce più della metà dell'energia primaria impiegata nel paese.

⁴ La verifica del rispetto della traiettoria è demandata ad una comunicazione periodica che gli stati membri sono tenuti a fare alla Commissione; la direttiva specifica chiaramente che tale comunicazione serve al solo fine di controllare l'efficacia delle politiche sulle rinnovabili e non sostituisce altri eventuali adempimenti ad esse relativi, ad iniziare dalla comunicazione di misure che si possano eventualmente configurare come aiuto di stato.

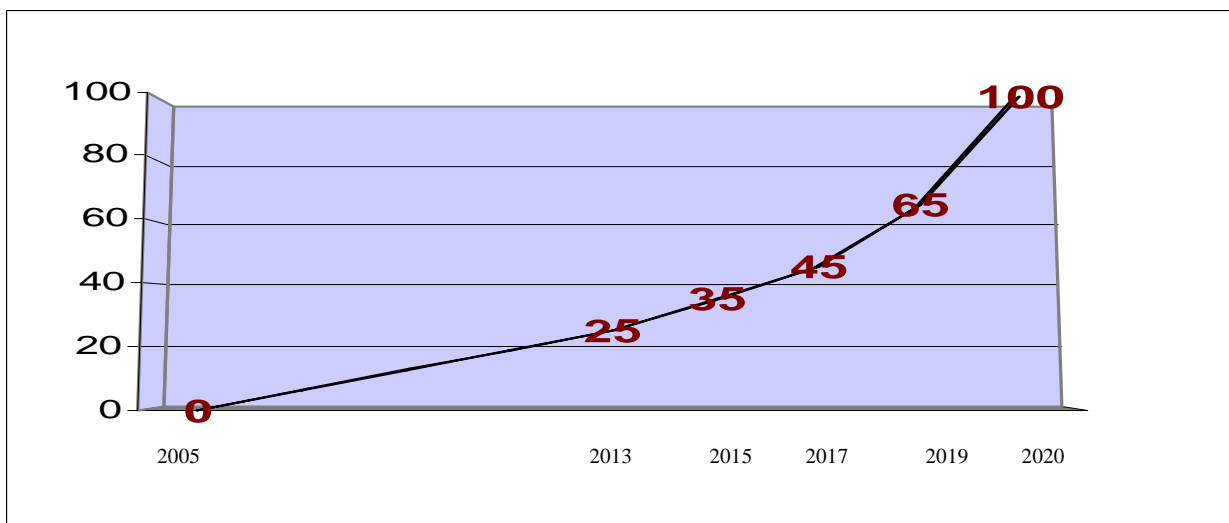


Fig. 5. Traiettoria degli obiettivi intermedi secondo la nuova direttiva sulle fonti rinnovabili.

Al fine di un inquadramento completo della politica comunitaria in tema di obiettivi, si rammenta come l'obbligatorietà caratterizzi anche l'impegno comunitario alla riduzione di emissioni di Co2 rispetto ai livelli 1990, che nel contesto del pacchetto clima-energia viene aumentato del 12% rispetto ai valori sottoscritti a Kyoto, portando l'obiettivo comunitario dal -8% al -20% (anche per questo obiettivo il pacchetto clima-energia definisce un *burden sharing* obbligatorio).

Peraltro, l'obbligatorietà degli obiettivi in materia di rinnovabili è sanzionata secondo i generali meccanismi a tutela dell'adempimento delle direttive, cioè tramite l'avvio di procedura di infrazione in caso di mancato rispetto degli impegni sottoscritti, mentre per l'eventuale inottemperanza agli impegni derivanti dall'*Emission Trading Scheme* sono previste sanzioni specifiche per tonnellata di Co2 emessa senza permesso di emissione (100€ per tonnellata nel periodo 2008-2012, che si aggiunge all'obbligo di restituire comunque la quota prevista di permessi di emissione, ovvero al costo del titolo).

La nuova direttiva sulle rinnovabili detta principi sulla politica incentivante, che per l'utilizzo elettrico deve essere orientata alla copertura dell'extra-costi di generazione, ma non vincola gli stati membri all'adozione di uno specifico sistema.

Viene, al contrario, riconosciuta un'ampia opportunità di applicazione del principio di sussidiarietà, date le ricadute locali dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, sia in termini ambientali che occupazionali. In particolare, è previsto che gli stati possano decidere quale sistema di incentivi (o quali sistemi, anche congiuntamente) adottare tra tariffe, certificati e aste.

Solo gli stati membri in regola con il percorso degli obiettivi intermedi possono esportare garanzie d'origine, mentre tutti gli stati membri possono adottare sistemi, non discriminatori e proporzionati, di autorizzazione preventiva per il trasferimento delle garanzie di origine, se questo serve per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e il raggiungimento degli obiettivi ambientali.

La possibilità di trasferire le garanzie d'origine⁵ costituisce, di fatto, l'unica possibilità di raggiungere gli obiettivi tramite scambi fra stati membri; per il resto, il sistema delineato dalla

⁵ La garanzia di origine è, di fatto, del tutto assimilabile a un certificato verde, cioè a un titolo negoziabile fra diversi soggetti obbligati al raggiungimento di un determinato obiettivo di produzione (o consumo) di energia prodotta da fonti rinnovabili.

direttiva deroga al principio di libero scambio, in quanto ciascun paese può perseguire i propri obiettivi tramite interventi effettuati unicamente sul proprio territorio nazionale, adottando il sistema delle tariffe piuttosto che quello delle aste o dei certificati.

Sempre in tema di garanzia d'origine, il testo, agli articoli da 6 a 11, prevede che sia gestita elettronicamente da un organismo individuato per ciascuno stato membro: il sistema delineato è potenzialmente in grado di permettere lo scambio di certificati tra stati membri, ma, stante l'approccio cauto sopra descritto, la Commissione di riserva di ritornare sull'argomento dopo un periodo di osservazione dei risultati delle politiche adottate dagli stati membri.

Si dettano poi criteri per la risoluzione delle barriere amministrative: sono stabiliti i principi di necessità e proporzionalità per gli adempimenti richiesti, di chiara ripartizione delle competenze tra i diversi livelli di governo locali, di tempi certi, di trasparenza, non discriminatorietà e orientamento al costo per l'espletamento delle procedure e le eventuali spese.

Viene affrontato anche il problema della connessione in rete degli impianti a fonti rinnovabili. A questo riguardo, la direttiva ritiene accettabili criteri di ripartizione dei costi fra produttore e distributore non basati unicamente sul costo pieno, tenuto conto che la diversa distribuzione di insediamenti urbani e impianti a fonti fossili rispetto alla dislocazione dei potenziali rinnovabili potrebbe avere effetti disincentivanti sulla produzione da fonti rinnovabili⁶. A riguardo, la direttiva prevede, all'art. 14, criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori per il trattamento delle richieste di connessione. Ciascuna richiesta deve sempre ottenere una risposta comprensiva della stima dei costi associati alla connessione richiesta, effettuata sulla base dell'analisi costi-benefici. La valorizzazione dei costi di connessione può tenere conto di particolari circostanze, nel caso ad esempio di regioni periferiche o scarsamente popolate e può prevedere la ripartizione del costo di connessione tra diversi soggetti.

6. *Gli scenari tecnologici*

L'attività di approfondimento svolta dalla Commissione ha riguardato anche gli scenari tecnologici e di mercato coinvolti dallo sviluppo delle fonti rinnovabili. I due documenti di riferimento sono il piano strategico per le tecnologie energetiche (Set Plan) e la *Road map*.

Il primo documento effettua una ricognizione delle caratteristiche tecniche ed economiche delle tecnologie energetiche attualmente esistenti, dalla ricerca di base fino all'adozione da parte del mercato, con indicazioni della tempistica prevista per l'utilizzo commerciale anche delle tecnologie più innovative.

È opportuno sottolineare che tra le tecnologie energetiche considerate nel Set Plan rientrano anche quelle nucleari, sia fissione – terza e quarta generazione – che fusione. Tuttavia, questo documento non dedica particolare attenzione a questa tecnologia, considerato che a livello

⁶ I paesi più all'avanguardia (Danimarca, Finlandia, Germania) hanno elaborato buone pratiche di condivisione dei costi tra operatore di rete e operatori rinnovabili e adottato un approccio cosiddetto del costo parziale, in cui i costi di allacciamento sono a carico dei promotori del progetto e condivisi con gli operatori di rete, mentre i costi legati alle estensioni e ai rafforzamenti della rete a livello della distribuzione e del trasporto sono sostenuti dall'operatore di rete e ribaltati in base ad un tariffario. In Italia il d.lgs. 79/99 ha previsto priorità di dispacciamento, inoltre il testo integrato delle connessioni attive (ARGelt99/08) prevede che le condizioni di connessione dei nuovi produttori di elettricità siano obiettive, trasparenti e non discriminatorie, e che, in particolare, tengano pienamente conto dei costi e dei vantaggi delle diverse tecnologie basate, tra l'altro, sulle fonti energetiche rinnovabili; il sistema di corrispettivi è convenzionale per rispondere ad esigenze di semplicità e di trasparenza; procedure e tempistiche sono razionalizzate ed è prevista pubblicità alle informazioni necessarie per ottenere il collegamento alla rete, che deve avvenire secondo l'offerta tecnica minima. I costi di sviluppo della rete restano a carico dei gestori, quelli di collegamento sono equamente ripartiti tra i soggetti beneficiari. Sono previsti indennizzi automatici in caso di ritardi.

comunitario esistono specifiche attività e gruppi di lavoro ad hoc⁷ (sicurezza, gestione dei rifiuti, valutazione dei rischi e delle opportunità, comunicazione).

Quindi, nel Set Plan il nucleare è trattato alla stregua delle altre tecnologie utilizzabili per la transizione verso economie *low-carbon*, nessuna delle quali – come già osservato - è ritenuta risolutiva da sola. Più in dettaglio, il nucleare viene ritenuto competitivo al 2020. Tuttavia, vengono avanzate due osservazioni che inducono a una certa cautela sulla opportunità di sua adozione in tempi brevi. In primo luogo, si ritiene che questa tecnologia sia in una fase di transizione, verso la cosiddetta quarta generazione. In secondo luogo, si ritiene che la costruzione di impianti nucleari richieda integrazioni di tipo normativo e regolatorio che necessitano di ulteriori approfondimenti, al di là dell'ambito del Set Plan⁸.

In linea generale, il piano mette a disposizione degli operatori, al fine di migliorare il coordinamento e quindi l'efficacia degli sforzi di ricerca e sviluppo, un ampio insieme di informazioni condivise dai principali rappresentanti industriali e di mercato.

Le conclusioni, pubblicate dalla Commissione nel novembre 2007, sono state raggiunte attraverso il coinvolgimento di tutti gli interessati, con uno *steering group* per il coordinamento di oltre 20 tra consultazioni di esperti e *working group* e una consultazione pubblica chiusa nel maggio 2007.

È importante sottolineare come non si tratti di una programmazione puntuale di quali tecnologie sviluppare, quando e come, ma di un tentativo di migliorare, attraverso la condivisione di un più ricco set informativo, il coordinamento dei diversi attori, pubblici e privati, che mantengono la possibilità di orientare autonomamente le proprie scelte di investimento.

In seguito a tale riflessione, la Commissione sta iniziando ad avviare dei bandi per le iniziative tecnologiche, finalizzati alla creazione degli strumenti per facilitare gli scambi informativi su ciascuna tecnologia (il primo di tali bandi ha riguardato l'iniziativa per le tecnologie di cattura del carbonio - Ccs).

Se il Set Plan dà il quadro atteso sotto il profilo delle tecnologie energetiche in generale, la Road map per le energie rinnovabili focalizza l'attenzione sull'obiettivo di sviluppo delle rinnovabili e sugli aspetti economici ad esso correlati, con l'analisi degli extracosti per tecnologia e per il sistema economico europeo nel suo complesso (rispetto all'utilizzo dei combustibili fossili) e dell'impatto delle politiche comunitarie proposte. In particolare, l'Ue valuta che «i costi aggiuntivi medi rispetto all'approvvigionamento con fonti convenzionali, che dipenderanno dai futuri tassi di innovazione e dall'evoluzione dei prezzi delle fonti energetiche convenzionali, sarebbero compresi tra 10,6 e 18 miliardi di euro all'anno (su scala comunitaria).

L'installazione supplementare di energie rinnovabili necessaria per raggiungere l'obiettivo del 20% permetterà di ridurre le emissioni di Co2 di circa 700 Mt all'anno nel 2020. Il valore finanziario di questa consistente riduzione delle emissioni di gas serra basterebbe quasi a coprire i

⁷ Bruxelles, al di là dell'attività derivante dal trattato Euratom, ha avviato un approfondimento delle questioni di contesto più rilevanti, attraverso l'istituzione di un gruppo di alto livello su sicurezza del nucleare e gestione dei rifiuti e di un Forum europeo per l'energia nucleare (che ha competenze di più ampio spettro: ha identificato come obiettivi prioritari della propria azione la valutazione di rischi e opportunità e il miglioramento dell'informazione sul tema).

⁸ In particolare, tenuto conto che le unità di produzione di energia da fonte nucleare sono di dimensione minima ottimale ed efficiente ampia rispetto alle dimensioni dei mercati nazionali e che questi impianti sono caratterizzati da una elevata quota di costi fissi (di capitale) sul totale dei costi di produzione, i rischi finanziari di cui si deve fare carico un produttore di energia nucleare sono più elevati rispetto a quanto avviene per le altre fonti. Misure di gestione e mitigazione di questi rischi (contratti di lungo periodo, capacity payment, ecc.) sono indispensabili o, per lo meno, opportuni.

costi aggiuntivi totali, in caso di prezzi elevati dell'energia⁹. Allo stesso tempo, l'Ue rafforzerà la sua posizione sul piano della sicurezza degli approvvigionamenti riducendo la domanda di combustibili fossili di più di 250 Mtep nel 2020».

La stima dei costi aggiuntivi medi detrae ai costi di generazione da fonti rinnovabili i benefici derivanti dal mancato utilizzo dei combustibili fossili e dalla mancata emissione di Co₂, valorizzando – nell'ipotesi di prezzi alti – il petrolio a 78\$/b ed i permessi di emissione di Co₂ a 20€/tonCo₂.

Nel corso del periodo 2006-2008 il prezzo del petrolio ha registrato oscillazioni tra 50 \$/b e 140 \$/b; a fine ottobre 2008 è tornato a valori superiori ai 60\$/b, in corrispondenza della crisi finanziaria che ha investito l'economia mondiale. Le quotazioni dei permessi di emissione hanno mostrato valori compresi tra 10 e 30€/tonCo₂ nel periodo 2007-2008 e alla fine di ottobre 2008 sono attorno ai 20€/tonCo₂.

La Commissione ha continuato a simulare gli effetti delle politiche in tema energetico-ambientale, mantenendo l'approccio integrato che considera costi, benefici ed interazione tra i diversi obiettivi: l'ultimo documento è stato rilasciato a febbraio 2008 e contiene la valutazione d'impatto dell'insieme degli obiettivi di riduzione delle emissioni e di aumento della produzione energetica da fonti rinnovabili per diversi scenari.

L'obiettivo della Commissione è la stima dell'extra-costi delle politiche adottate rispetto alla scenario *baseline*; gli altri scenari considerati nel documento di febbraio 2008 riguardano uno scenario di massimizzazione dell'efficienza degli interventi necessari per l'ottenimento degli obiettivi e altri scenari «costruiti» su una diversa ipotesi, che tiene conto della scarsa sostenibilità del costo di transizione verso un'economia *low carbon* da parte dei paesi di più recente adesione; la soluzione individuata a Bruxelles è una rimodulazione degli impegni di riduzione delle emissioni nei settori non Ets, che sostanzialmente consenta una sussidiatura da parte dei paesi più "ricchi" (premiando però i paesi *early adopters*). Sullo scenario di impegni rimodulati in base al Pil dei paesi vengono poi aggiunti progressivamente i casi di: redistribuzione parziale dei proventi delle aste di assegnazione dei diritti di emissione di Co₂; utilizzo dei meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto (Cdm e Ji); redistribuzione degli obiettivi sulle rinnovabili tenendo conto non solo dei potenziali nazionali ma anche del Pil e piena possibilità di trading dell'energia da fonti rinnovabili.

Secondo queste valutazioni, i costi dell'intero pacchetto per l'Unione al 2020 non supererebbero lo 0,61% del Pil e la minimizzazione dei costi su scala comunitaria sarebbe assicurata dallo scenario che vede insieme redistribuzione degli obiettivi di riduzione delle emissioni, redistribuzione dei proventi delle aste di assegnazione dei permessi di emissioni, possibilità di utilizzo di Cdm e Ji; la rimodulazione e il *trading* delle rinnovabili non alterano l'impatto economico complessivo delle misure per l'intera Unione, ma modificano sensibilmente la ripartizione del costo tra i paesi membri (tabella 1).

⁹ Per giungere ad una percentuale del 20% per le energie rinnovabili, occorrerà sostenere un costo annuo medio supplementare di circa 18 miliardi di euro, vale a dire un aumento pari a circa 6% della fattura totale delle importazioni di energia dell'Ue prevista per il 2020.

Questo calcolo si basa su un prezzo del petrolio di 48 dollari il barile nel 2020; qualora il costo dovesse aumentare a 78 dollari il sovraccosto medio annuo scenderebbe a 10,6 miliardi di euro. Se si tiene conto del prezzo della tonnellata di carbonio di oltre 20 euro, l'obiettivo del 20% avrebbe un costo praticamente pari a quello che comporterebbe il ricorso a fonti energetiche tradizionali, ma consentirebbe di creare numerosi posti di lavoro in Europa e sviluppare nuove imprese tecnologiche europee.

Tabella 1. *Impatto economico dei principali elementi delle proposte in termini di aumento dei costi diretti*

Costi in % del PIL 2020	Opzione di riferimento basata sull'efficienza rispetto ai costi	Ridistribuzione degli obiettivi non ETS, senza CDM	Ridistribuzione degli obiettivi non ETS, senza CDM + Ridistribuzione parziale dei diritti d'asta UE nell'ambito dell'ETS	Ridistribuzione degli obiettivi non ETS + Ridistribuzione parziale dei diritti d'asta UE nell'ambito dell'ETS + con CDM	Ridistribuzione degli obiettivi non ETS + Ridistribuzione parziale dei diritti d'asta UE nell'ambito dell'ETS + con CDM + Ridistribuzione degli obiettivi in materia di energie rinnovabili e pieno commercio delle energie rinnovabili
	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3	Opzione 4	Opzione 5
UE 27	0,58	0,61	0,61	0,45	0,45
AT	0,66	0,86	0,82	0,58	0,34
BE	0,76	0,83	0,93	0,69	0,70
BG	2,16	1,09	-0,35	0,14	-1,25
CY	0,09	0,08	-0,04	-0,03	0,07
CZ	1,12	0,49	0,03	0,20	-0,51
DK	0,29	0,57	0,50	0,22	0,11
EE	1,59	1,09	0,41	0,58	-0,53
FI	0,47	0,53	0,56	0,52	0,22
FR	0,39	0,39	0,37	0,32	0,47
DE	0,57	0,47	0,60	0,49	0,57
EL	0,97	0,74	0,53	0,60	0,59
HU	1,22	0,46	0,29	0,36	-0,40
IE	0,47	0,61	0,63	0,47	0,45
IT	0,49	0,99	1,05	0,51	0,66
LV	1,10	1,60	1,50	0,88	-0,18
LT	1,02	0,52	0,36	0,43	-0,72
LU	0,54	0,89	0,91	0,59	0,70
MT	0,31	0,17	-0,36	-0,21	0,00
NL	0,28	0,34	0,43	0,28	0,32
PL	1,24	0,48	0,32	0,38	0,02
PT	0,87	0,48	0,54	0,57	0,51
RO	0,95	0,37	0,29	0,29	0,04
SK	1,17	0,79	0,74	0,60	0,26
SI	0,86	1,11	0,86	0,47	0,53
ES	0,70	1,20	1,08	0,62	0,42
SE	0,66	0,69	0,70	0,74	0,78
UK	0,49	0,36	0,36	0,34	0,41

Ulteriori scenari elaborati a gennaio 2008 ma ritenuti meno probabili al momento della valutazione di impatto pubblicata a febbraio sono stati resi noti a settembre '08, nell'ipotesi di esclusione del *trading* delle rinnovabili (una proposta tornata in discussione al parlamento Ue), di minimizzazione dei costi con l'utilizzo dei Cdm e di minimizzazione dei costi in caso di alti prezzi dei combustibili fossili.

7. Considerazioni

La definizione di obiettivi e piani strategici europei (per le tecnologie energetiche, per l'efficienza energetica, la revisione dell'Ets) è il risultato di azioni istruttorie pluriennali.

Il processo è stato trasparente ed aperto alla partecipazione degli interessati, democratico e fondato su un'attività di approfondimento condotta dalla Commissione, che ha prodotto un set informativo complesso, ricco di elaborazioni anche quantitative, finalizzato a migliorare le decisioni di lungo periodo di quegli attori in grado di coglierne l'utilità.

È stata esplicitata la strategia industriale di sviluppo di lungo periodo dell'Unione europea; sono state effettuate stime delle traiettorie di costo per le tecnologie rilevanti, con attenzione ai costi di produzione dalle diverse tecnologie anche in ottica prospettica (*learning curves*), stime sulla tempistica di disponibilità delle stesse, valutazioni comparate su costi ed efficacia delle politiche pubbliche in materia di fonti rinnovabili; è stata sviluppata e aggiornata l'analisi di impatto delle politiche proposte, degli extra-costi rispetto a scenari conservativi basati su fonti tradizionali; è stato condotto il monitoraggio dell'implementazione dell'uso delle fonti rinnovabili nell'Unione.

Più nello specifico, le molteplici attività comunitarie hanno condotto ad alcuni risultati ormai consolidati: per quanto riguarda costi e tecnologie, eolico e biomasse sono ritenute le tecnologie utilizzabili in modo più conveniente in tempi più brevi, mentre molto si attende dalla ricerca sull'energia solare. Sono comunque attese forti riduzioni nei costi per l'utilizzo elettrico delle fonti rinnovabili, che giustificano l'adozione di un percorso di sviluppo, non necessariamente lineare da qui al 2020, ma che deve comportare una maggiore diffusione negli ultimi anni di tale intervallo. Sono individuati strumenti non monetari che possono agevolare la realizzazione degli investimenti in fonti rinnovabili (autorizzazione unica, pre-pianificazione del territorio, facilitazione dell'accesso alla rete).

Il ruolo degli stati membri, nel rispetto del principio di sussidiarietà, rimane fondamentale: l'elaborazione e l'attuazione delle politiche energetiche e sulle rinnovabili sono di competenza degli stati membri; l'implementazione delle indicazioni per l'abbattimento delle barriere amministrative attiene all'azione delle singole pubbliche amministrazioni, centrali e locali; la regolazione di un accesso alla rete in grado di favorire la diffusione di fonti rinnovabili rimane di competenza delle autorità nazionali (anche l'ipotesi di agenzia europea contenuta nel terzo pacchetto di liberalizzazione non interferisce con tale aspetto); la scelta e la quantificazione dei sistemi di incentivazione è autonoma e, purché rispetti i principi definiti dalla giurisprudenza comunitaria, consente di destinare ad intere categorie industriali ingenti risorse senza che siano applicate le stringenti normative sugli aiuti di stato.

Da Bruxelles arriva sostanzialmente un'indicazione di maggiore responsabilizzazione dei singoli paesi, attraverso l'obbligatorietà dell'obiettivo (d'altronde, identificare obiettivi indicativi come aveva fatto la direttiva 2001/77 non ha condotto ai risultati desiderati) e la verifica periodica, anch'essa obbligatoria, dell'efficacia delle politiche poste in essere.

8. *Le azioni dell'Italia per le fonti rinnovabili*

Ai fini di comprendere come orientare l'azione italiana a seguito della emanazione della nuova direttiva sulle fonti rinnovabili, è necessario in via preliminare descrivere e analizzare il modello adottato finora, calcolandone i suoi costi e valutandone le performance.

Ovviamente, la descrizione e l'analisi verranno condotte solo per linee generali, dato il fine del presente lavoro.

9. *I sistemi incentivanti*

Storicamente, il primo intervento pubblico di importante entità¹⁰ in favore delle fonti rinnovabili in Italia è stato disposto nel 1992 dal Cip (Comitato interministeriale prezzi), con la delibera n. 6, che riconosce prezzi incentivati sia alle fonti rinnovabili che a quelle assimilate (con un meccanismo di *feed-in-tariff*). Questo meccanismo viene emendato nel 1999 dal decreto Bersani, che, a valle dell'adesione nazionale al Protocollo di Kyoto avvenuta nel '96, introduce il sistema noto come certificati verdi, basato sull'obbligo – a carico dei produttori e importatori di energia elettrica – di produrre/importare una determinata quota di energia prodotta con fonti rinnovabili, riconosciuta tramite certificati negoziabili (cosiddetti *tradeable renewables certificates*). Con il nuovo sistema, il costo delle incentivazioni, precedentemente inserito nelle bollette dei consumatori, grava su questi ultimi solo indirettamente, poiché l'obbligo è posto a carico delle imprese, che devono sostenerne il relativo costo e internalizzarlo nei prezzi praticati sul mercato. Il vecchio sistema Cip6 resta naturalmente in vigore per le convenzioni siglate, con effetti fino al 2020.

Recentemente, sono stati introdotti ulteriori strumenti e affinamenti del sistema dei certificati verdi: nel 2005 si è dato avvio al conto energia per il fotovoltaico, modificato all'inizio del 2007. Le modifiche principali consistono nell'obbligo di chiudere l'iter autorizzativo prima della richiesta del contributo da parte del soggetto beneficiario; per contro, i tempi dell'attività di controllo da parte del Gse sono ridotti al minimo indispensabile e il contributo è erogato automaticamente dal momento in cui si inizia ad immettere l'energia in rete.

Con la legge finanziaria per il 2008, è stato introdotto un sistema di *feed-in-tariff* per quindici anni per gli impianti di piccola taglia; nella prima metà del 2008 è stato definito il quadro degli incentivi per il solare termodinamico, con sistema di tariffa incentivata della durata di 25 anni.

Il sistema dei certificati verdi è stato differenziato per tecnologie, attraverso l'adozione di coefficienti per il rilascio dei certificati specifici per tipologia di impianto, basati sui relativi extra-costi di generazione; le modifiche introdotte sembrano indotte dalla duplice esigenza di non stravolgere il sistema di incentivazione ma, al tempo stesso, di calibrarlo meglio alla luce delle evidenze derivanti da un periodo sufficientemente lungo di applicazione.

10. *I costi degli incentivi*

Come detto, il vecchio sistema Cip6 è a tutt'oggi in vigore per le convenzioni siglate con effetti fino al 2020; per l'incentivazione di oltre 77.000 GWh di energia da fonti rinnovabili, il sistema Cip6 ha destinato dal 2001 al 2007 oltre 6 miliardi di euro, di cui quasi 1 nel solo 2007 per più di 8000 GWh prodotti. Il costo di questa energia è stato finanziato solo in parte minore dalla cessione (peraltro, anch'essa agevolata) al mercato; gran parte dei costi sono, infatti, finanziati dalla cosiddetta componente A3 della tariffa. L'incentivazione complessiva del Cip6, comprese le assimilate, per il periodo 2001-2007 ammonta ad oltre 16 miliardi di € per oltre 365.000 GWh prodotti.

Nel 2007, il valore totale dei certificati verdi soggetti ad obbligo e scambiati sul mercato libero o acquistati dal Gse è stato di quasi 700 milioni di € e sono stati prodotti, da impianti

¹⁰ L'incentivazione alle fonti rinnovabili era già stata introdotta tramite i provvedimenti Cip 15/89 e 34/90, che regolavano gli acquisti di questo tipo di energia da parte, rispettivamente, di Enel e degli altri distributori locali. È solo con il Cip 6/92, emanato dopo l'entrata in vigore delle due leggi n. 9/91 e n. 10/91, che l'entità dei finanziamenti assume entità rilevanti.

qualificati da fonte rinnovabile, quasi 6.000 GWh di energia elettrica; nel periodo 2002-2007, il valore totale dei certificati verdi scambiati per ottemperare l'obbligo è stato di quasi 3 miliardi di € (tab. 2)

Nel 2007, si sono manifestati anche gli effetti dell'incentivazione in conto energia per il fotovoltaico, che ha pesato per oltre 12 milioni di € sulla componente A3.

Nel solo 2007, dunque, sono stati destinati più di 1,6 miliardi di € all'incentivazione della generazione elettrica da fonti rinnovabili. Considerando anche le fonti assimilate si arriva ad oltre 3 miliardi di €

Tab. 2. *Elaborazioni su dati GSE*

	2007		2001-2007	
	valore incentivi mln€	energia prodotta GWh	valore incentivi mln€	energia prodotta GWh
<i>cip 6 rinnovabili</i>	981	8.243	6.616	77.357
<i>cip 6 assimilate</i>	1.417	38.333	10.209	287.648
<i>certificati verdi</i>	699	5.819	2.791	26.823
<i>Vecchio c/energia</i>	12	25	12	25
<i>nuovo c/energia</i>	0,5	1	0,5	1
Totale	3.110	52.421	19.629	391.854

L'ordine di grandezza delle risorse impiegate nell'incentivazione delle fonti rinnovabili in altri paesi Ue è molto variabile: in Germania si superano i 5 miliardi di €, mentre nel Regno unito non si supera di poco il miliardo; la Spagna si attesta su un ordine di grandezza intermedio, simile a quello italiano, superiore ai 3 miliardi di €

Tab. 3. *Ammontare incentivi per fonti rinnovabili nel 2007 in alcuni stati europei*

Ammontare incentivi per fonti rinnovabili (2007)	miliardi di €
Germania	5.1
Regno Unito	1.3
Spagna	3.2

elaborazioni su dati *worldwatch institute*

11. *L'efficacia degli incentivi*

Nonostante le risorse destinate sino ad oggi alla promozione delle fonti rinnovabili siano state rilevanti, non sembra che le politiche di incentivazione utilizzate sinora siano state particolarmente efficaci. Nell'ultimo report nazionale alla Commissione europea, la quota di produzione da fonti rinnovabili nel 2004 è pari al 15,43%; la relazione annuale del 2008 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas accredita per il 2007 una quota del 16% di generazione da fonti rinnovabili sul totale nazionale; la percentuale nazionale di produzione elettrica da fonti rinnovabili è dell'ordine di grandezza del 16% dalla fine degli anni '90 ad oggi. Si rammenta che la direttiva CE 2001/77 individuava per l'Italia un obiettivo di generazione da fonti rinnovabili – fortunatamente indicativo – del 25% per il 2010, che appare ancora lontano.

Già nel dicembre 2005 (su dati 2003) il citato studio della Commissione Ue, comparativo sui sistemi di supporto per le fonti rinnovabili, sottolineava la relativa inefficienza degli strumenti di incentivazione adottati in Italia: l'analisi per ciascuna fonte degli effetti in termini di incentivazione



monetaria concessa e diffusione ottenuta evidenziava un posizionamento del tutto insoddisfacente per l'Italia nel confronto con gli altri stati membri. Ad esempio, considerando eolico e biomasse, le due principali fonti alternative (escludendo il grande idroelettrico), a fronte di una capacità di sfruttamento del potenziale tra le più basse in Europa (riportata sull'asse delle ordinate nelle fig. 5 e fig. 6) si riscontravano incentivi monetari secondi solo a quelli concessi in Uk (riportati sull'asse delle ascisse delle medesime figure).

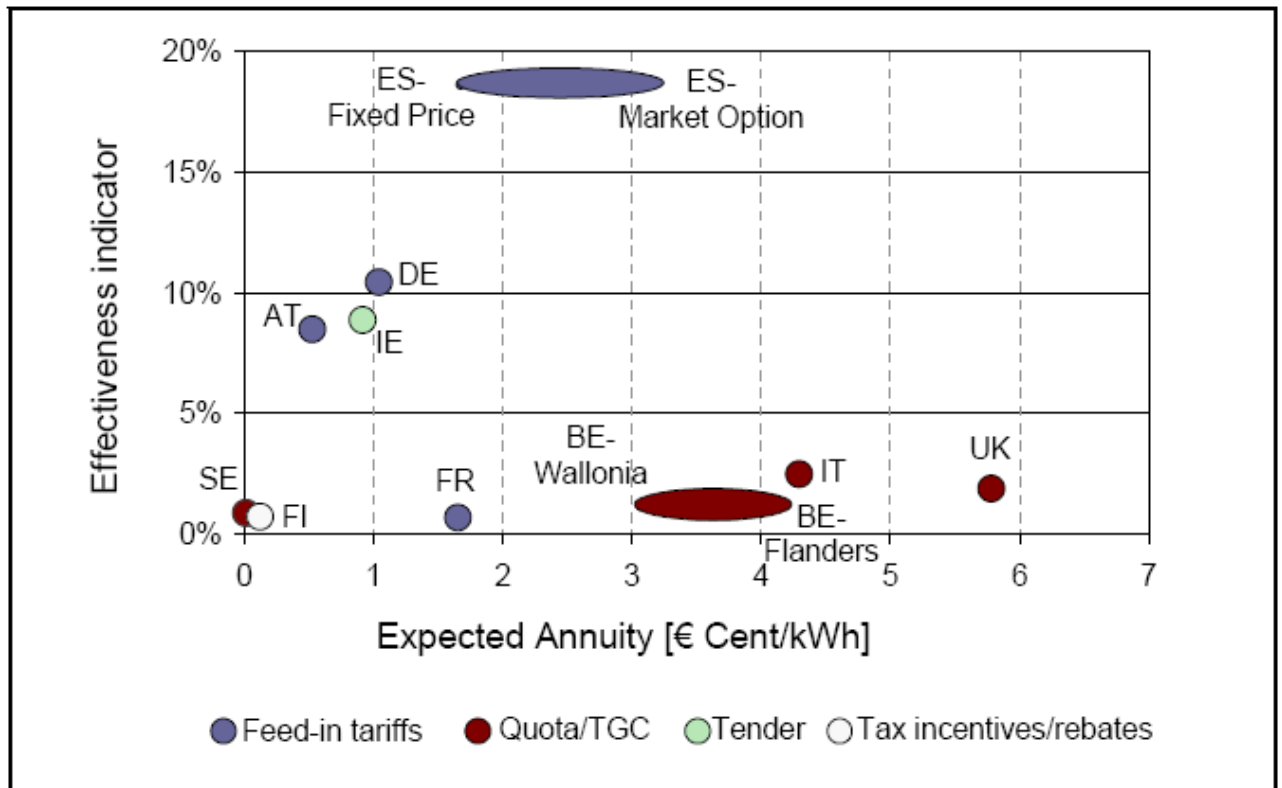


Fig. 5. Eolico - 2003.

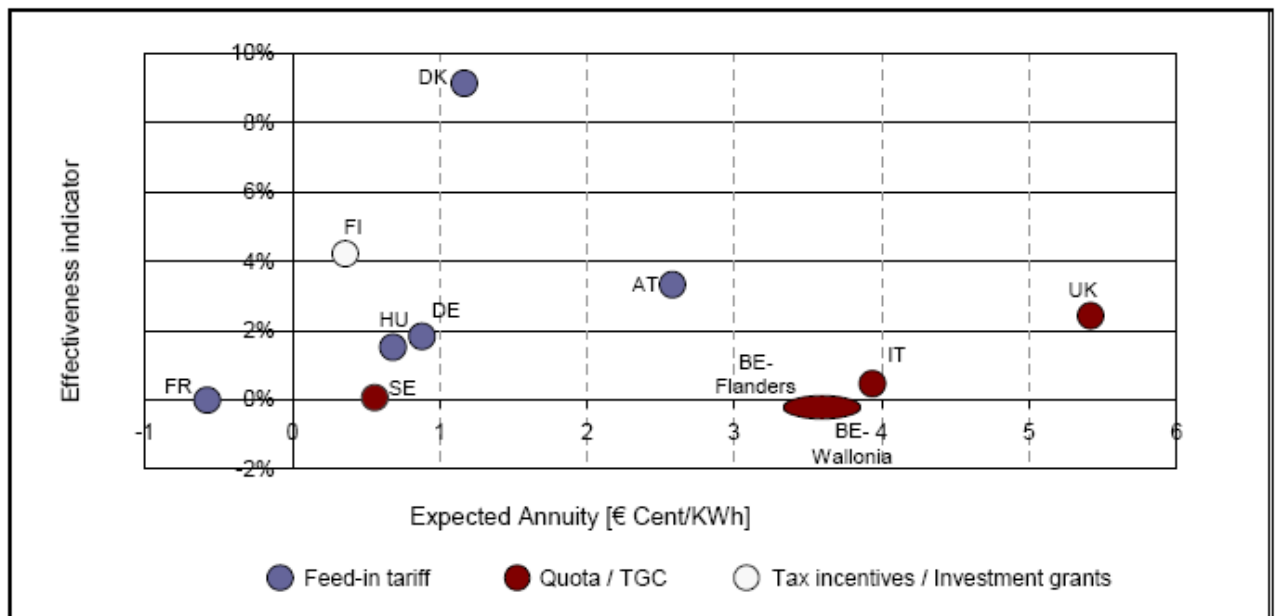


Fig. 6. Biomasse - 2003.

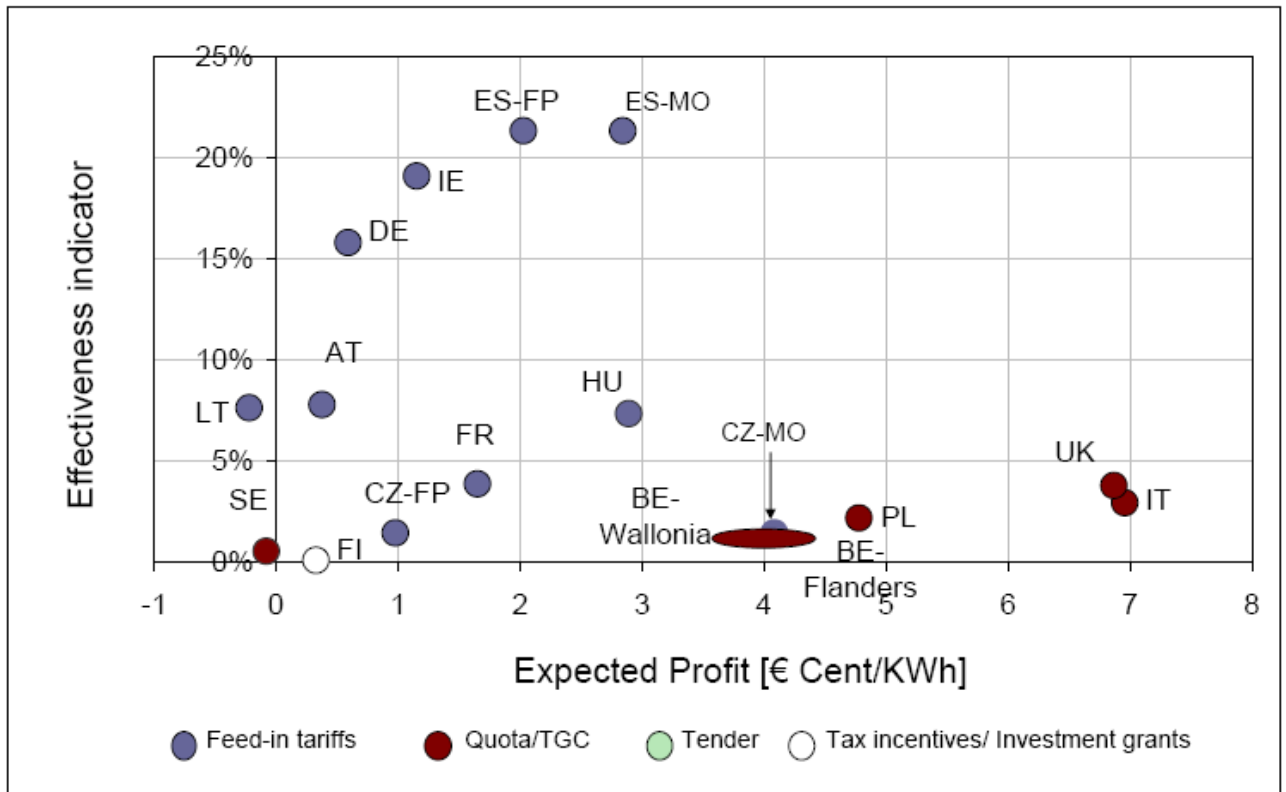


Fig. 7. Eolico – 2006.

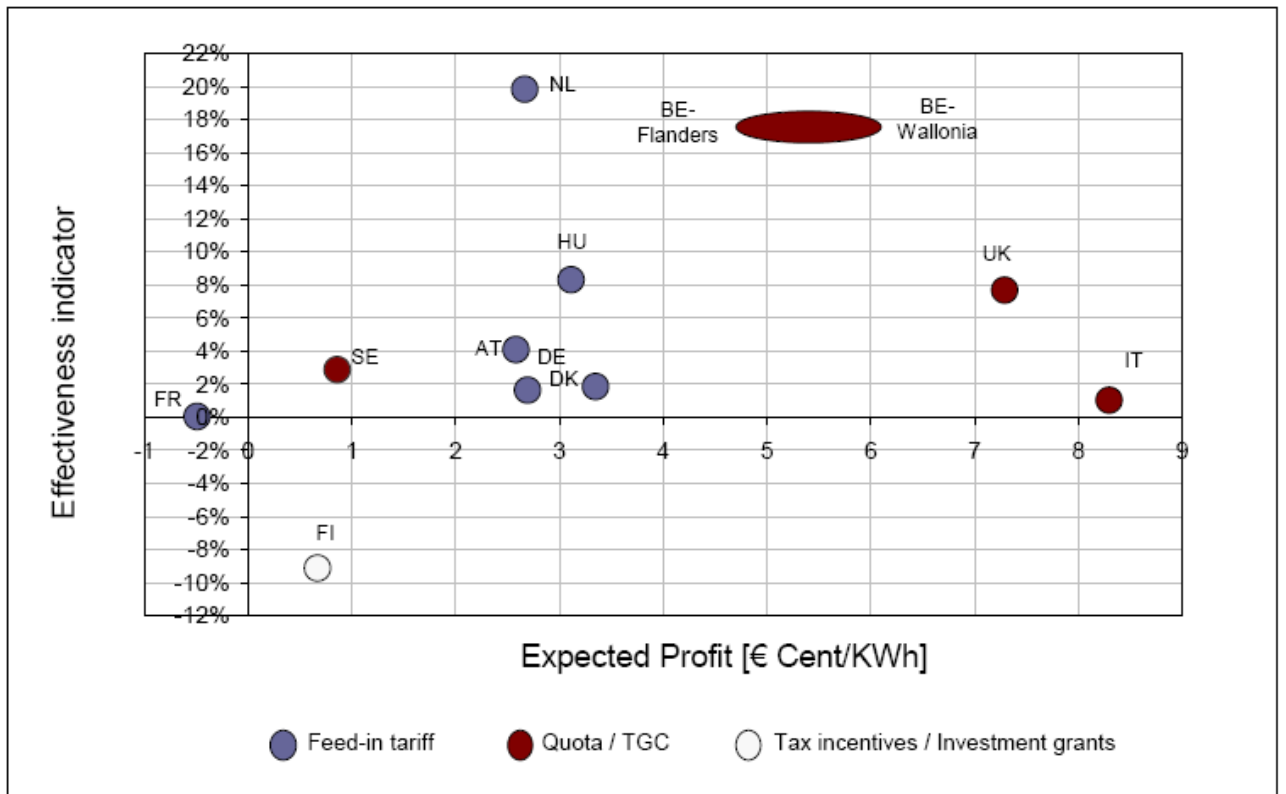


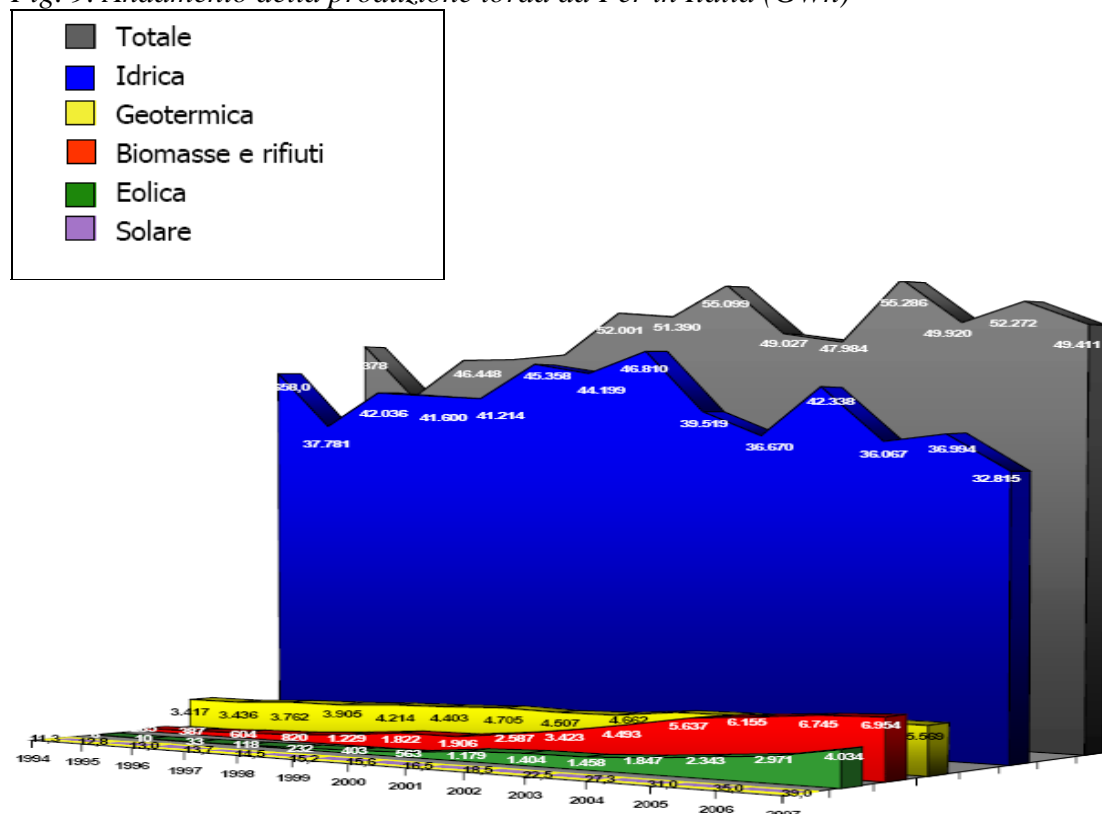
Fig. 8. Biomasse 2006.

Lo studio è stato riproposto nel 2007 (su dati 2006) e ha dato gli stessi esiti qualitativi; quantitativamente, i risultati sono persino peggiori per l'Italia, che diventa il paese con il maggiore livello di incentivi monetari a fronte della peggiore efficacia nella diffusione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili (fig. 7 e fig. 8).

12. *Principali cause dei ritardi accumulati dal sistema italiano*

Al fine di comprendere, almeno nelle loro linee generali, le ragioni della performance del tutto insoddisfacente del sistema italiano, appare utile partire dalla dinamica della potenza installata per ciascuna fonte rinnovabile. Come si rileva dalla figura 9, escludendo il grande idroelettrico, che vale circa il 40% della generazione da rinnovabili, le fonti su cui si sono concentrati in massima parte gli investimenti in nuova capacità sono l'eolico e le biomasse.

Fig. 9. Andamento della produzione lorda da Fer in Italia (GWh)



Nel caso dell'eolico, stando a quanto rilevato, fra gli altri, dal rapporto di Nomisma Energia per il Gse nel 2007, non sembra che la debole dinamica degli investimenti sia dovuta a extra costi particolarmente elevati rispetto alle incentivazioni previste. A conferma dell'analisi comunitaria, per la produzione eolica sia l'incentivazione disposta dal Cip6 che dal sistema dei certificati verdi supera abbondantemente i costi di produzione (fig. 10).

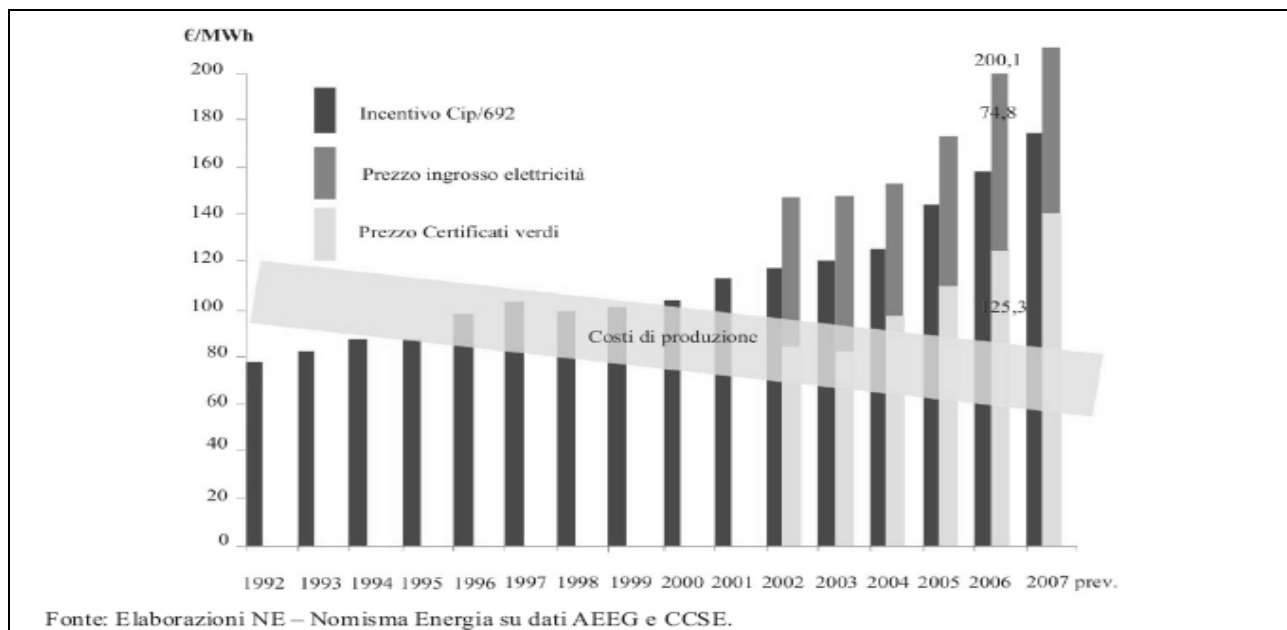


Fig. 10. Incentivi e prezzi per la cessione di 1 MWh da impianto eolico.

Le ragioni che hanno finora impedito un maggiore flusso di investimenti verso questa fonte rinnovabile vanno, evidentemente, cercate altrove.

Per le biomasse, la valutazione è più complessa poiché questa fonte è utilizzabile con un insieme più diversificato di tecnologie rispetto all'eolico. Si deve, inoltre, tenere conto, che il fattore logistico riveste in questo caso un aspetto assai rilevante, nel senso che è fondamentale per la redditività di un investimento in impianto a biomasse la localizzazione, soprattutto rispetto all'approvvigionamento di materia prima. Un recente studio del Cesi Ricerca evidenzia che i costi di generazione da biogas sono inferiori a quelli della produzione eolica; quelli da biomassa e termovalorizzazione dei rifiuti mostrano una variabilità più elevata di quelli riferibili all'utilizzo dell'energia eolica ma sono sostanzialmente dello stesso ordine di grandezza.

Anche in questo caso, come per l'eolico, nonostante la comparazione fra incentivi e costi appaia più difficile, la sensazione che emerge dall'esperienza italiana è che l'incentivazione monetaria all'investimento sia adeguata e che non è stato certo questo il fattore che ha limitato una maggiore diffusione degli investimenti in questa fonte rinnovabile.

Del resto, il citato studio di Nomisma energia del 2007 effettua un raffronto di redditività e ricavo medio per unità prodotta utilizzando le principali tecnologie disponibili per produrre energia rinnovabile nei 25 paesi dell'Unione europea. Anche questa analisi conferma che il valore monetario degli incentivi italiani è elevato: mediamente, redditività e ricavo medio per investimenti in rinnovabili nel nostro paese sono i più elevati d'Europa.

Non essendoci problemi di inadeguatezza degli incentivi, i motivi della insoddisfacente performance del sistema italiano sembrano derivare, seppure in diversa misura, da:

- utilizzo dello strumento certificato;
- lentezza delle procedure amministrative e loro durata incerta;
- difetti di programmazione.

Il discorso sui certificati appare complesso. Infatti, se da un punto di vista teorico i tre strumenti tariffa, certificato e asta si equivalgono e se è, dunque, impossibile asserire la superiorità di uno strumento sugli altri, la stessa Commissione europea, come già osservato in precedenza, ha rilevato che, nella pratica, le tariffe hanno mostrato una performance migliore e, comunque, sono

risultate di gran lunga preferite dagli investitori. In particolare, è apparso di difficile gestione da parte dell'investitore e degli operatori finanziari il rischio prezzo che caratterizza il certificato.

Tenuto conto di ciò, un sistema come quello italiano che da qualche anno a questa parte si è basato principalmente sullo strumento certificato è rimasto penalizzato da questa scelta.

A stretto rigor di logica, tuttavia, è da ricordare che l'introduzione di questo strumento in Italia è stata mediata da robuste misure di stabilizzazione. Infatti, come detto in precedenza, il sistema dei certificati verdi è stato introdotto nel 1999 ed è operativo dal 2002. In realtà, i primi due anni del sistema non hanno dato vita a un vero mercato, poiché la maggior parte dei certificati utilizzati per soddisfare le quote d'obbligo sono stati quelli immessi dal Gse (nel 2002 la quota di certificati verdi del Gse sul totale è stata del 72%, nel 2003 del 57%); tuttavia anche negli anni seguenti il prezzo di riferimento dei certificati del Gse ha costituito il riferimento di mercato. Dal 2006 in poi si registra un eccesso di offerta, che il Gse è tenuto ad acquistare per evitare un eccessivo deprezzamento dei titoli e la conseguente diminuzione dell'incentivazione a favore delle fonti rinnovabili.

Sostanzialmente, il Gse ha avuto una funzione di riequilibrio del mercato in tutto il periodo di applicazione dei certificati verdi e di stabilizzazione di prezzo dei medesimi certificati, con il risultato che il loro valore non è stato determinato dal mercato. Paradossalmente, tuttavia, essendo le misure di stabilizzazione introdotte con interventi *ad hoc* e non note a priori agli investitori, il sistema non è stato comunque in grado di garantire con certezza un prezzo di riferimento di lungo periodo, la caratteristica che fa ritenere agli investitori migliore la tariffa rispetto agli altri strumenti disponibili.¹¹

Riguardo alle procedure autorizzative, anche se non sono disponibili analisi sufficientemente approfondite, sicuramente la cronica lentezza dei meccanismi decisionali delle istituzioni del nostro paese rispetto agli altri della Unione europea, unite a una minor grado di accettazione da parte delle comunità locali degli impianti di produzione, hanno inciso significativamente. Più in particolare, non solo alcune regioni non si sono attivate sul tema della pianificazione energetico-ambientale o l'hanno fatto in modo lacunoso (questo argomento viene ripreso poco oltre), ma anche quelle regioni che hanno mostrato una maggiore attenzione al tema spesso hanno prodotto un contesto instabile; basti pensare alle numerose moratorie presentate nelle regioni del centro-sud (Sardegna, Puglia, Basilicata, Molise) sull'installazione di impianti eolici; moratorie annunciate, attuate, revocate, oggetto di contenziosi sia presso tribunali amministrativi (il Tar ha bocciato la moratoria disposta dal Molise) che presso la Corte costituzionale (che ha bocciato la moratoria pugliese, perché contraria al d.lgs. 387/03, ma ha sostanzialmente promosso quella sarda, contro la quale il governo si era opposto in virtù delle disposizioni della dir. CE 2001/77).

Da sottolineare che l'effetto di queste inerzie non consiste solo in un ritardo nella realizzazione dei nuovi impianti, ma anche – se non soprattutto – nel forte disincentivo che comportamenti di questo genere inducono sugli investitori, indotti a dirottare verso altri paesi la loro azione.

¹¹ Appare prematuro avanzare valutazioni sulla *performance* in Italia dello strumento tariffario, come incentivo alle nuove tecnologie, in un contesto di mercato liberalizzato. In ogni caso, il conto energia, nella versione introdotta nel 2005, era basato su un sistema di autorizzazioni agli impianti da parte del Gse che ha prodotto inizialmente un gran numero di domande di autorizzazione ma poca energia elettrica da fonte fotovoltaica. Nel complesso, per il periodo dal 19 settembre 2005 al 31 marzo 2006, il vecchio conto energia ha autorizzato più di 12.000 domande su 28.000 presentate, per un potenza installata autorizzata di oltre 387 MW, di cui solo 109 attualmente in esercizio. Per rendere più efficiente lo strumento incentivante, il conto energia è stato modificato nel 2007, con il riconoscimento del diritto alla tariffa incentivante al momento dell'immissione in rete dell'energia prodotta, indipendentemente da autorizzazioni preventive. Il nuovo conto energia, ad ottobre 2008, incentiva più di 11.000 impianti per una potenza in esercizio superiore a 84 MW.

Il terzo fattore che sembra avere influito sensibilmente sulla bassa *performance* del sistema italiano consiste nella sostanziale incapacità di programmazione e di coordinamento fra i diversi soggetti istituzionali.

Infatti, in un sistema già appesantito dalle procedure amministrative e decisionali lente e in cui lo strumento certificato rende incerto l'ammontare dell'incentivo, sarebbe stato estremamente importante per gli operatori del settore disporre, almeno, di un chiaro e stabile segnale in merito alla localizzazione degli investimenti da effettuare. Ad esempio, una pre-selezione delle aree geografiche verso cui dirigersi o una esplicitazione dei criteri utilizzati da cui ciascuna regione (o altra area subnazionale) per la selezione delle proposte di investimento avrebbero favorito una maggiore diffusione degli impianti da fonti rinnovabili.

Invece, l'annuncio di obiettivi – magari molto ambiziosi – ma non credibili (per la mancanza di un adeguato sostegno analitico alla stesura dei medesimi programmi, oppure per la mancanza di una preventiva accettazione da parte delle comunità locali) si è rivelato un ulteriore fattore di incertezza che ha, se possibile, rallentato il processo di investimento.

13. *Alcune possibili linee di azione*

Come accennato in precedenza, lo strumento dei certificati verdi – che nel paragrafo precedente è stato identificato come uno dei fattori che indeboliscono la *performance* del sistema italiano - è stato oggetto di interventi legislativi recenti, contenuti nella legge finanziaria 2008, che hanno introdotto modulazioni per tecnologia tramite l'applicazione di coefficienti specifici all'energia prodotta; inoltre, è stato affiancato, per gli impianti di piccola taglia, da tariffe dedicate per ciascuna tecnologia, la cui applicazione può essere richiesta dal produttore in sostituzione dei certificati verdi.

Il valore dei certificati verdi del Gse viene ora stabilito come differenza tra un prezzo di riferimento, di 180 €/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Vengono quindi introdotte misure di stabilizzazione degli incentivi da certificati verdi, tramite la quantificazione del segnale di prezzo per gli investitori e la previsione di ritiro dei certificati in eccesso da parte del Gse, su richiesta del produttore, al prezzo medio dei certificati nell'anno precedente.

Inoltre, poiché il valore dei certificati verdi scambiati sul mercato è solitamente inferiore a quello di riferimento dei certificati emessi dal Gse e le tariffe incentivanti riconosciute per i piccoli impianti dalla finanziaria 2008 sono superiori ai 180€/MWh, le modifiche legislative introdotte sostanzialmente confinano l'incentivazione tramite certificati verdi ai grandi impianti (tipicamente eolico e biomasse).

Rimane da osservare che il valore di riferimento di 180 €/MWh e i coefficienti di valorizzazione dell'energia prodotta possono essere aggiornati ogni tre anni allo scopo di assicurare la congruità dell'incentivazione. Rispetto ai valori registrati nel 2007, 180€/MWh per certificato verde ed energia prodotta rappresentano una leggera diminuzione (il valore dei certificati GSE nel 2007 è riportato a 125€/MWh, a fronte di un prezzo medio dell'energia elettrica di 67,12 €/MWh¹², per un totale di 192€/MWh); alla luce di quanto osservato nel paragrafo relativo all'efficacia del sistema incentivante, è verosimile ritenere che la congruità del sistema incentivante per l'investitore sia da considerarsi mantenuta.

Per capire se il sistema funzioni anche per dare i corretti segnali di sviluppo delle diverse tecnologie che vi rientrano (sostanzialmente eolico e biomasse e le altre tecnologie con impianti di

¹² Del. ARG/elt 24/08.

taglia superiore al MW) rimane da verificare che gli extra-costi delle tecnologie siano simili. In caso contrario, quelle con extra-costi inferiori godrebbero di maggiori benefici e le decisioni di investimento, in assenza di limitazione sulle risorse utilizzabili, sarebbero distorte in loro favore.

Tuttavia, anche rispetto a tale problema, la riforma del sistema introdotta nel 2008 ha adottato strumenti che permettono al regolatore (in questo caso ministeriale) di calibrare al meglio l'incentivazione riconosciuta alle diverse tecnologie tramite la definizione dei coefficienti di valorizzazione dell'energia rinnovabile prodotta.

Per quanto riguarda gli altri due fattori di debolezza del sistema italiano, la lentezza delle procedure amministrative e la carenza di programmazione rappresentano, per così dire, due facce della stessa medaglia. La scelta di adottare un modello federalista e di distribuire fra più centri i poteri decisionali ha amplificato gli effetti di inerzie e di scarso coordinamento e trasparenza dei processi decisionali.

Da un punto di vista analitico, i piani energetici, centrale e locali, dovrebbero essere volti a fornire agli operatori il massimo numero di informazioni sul contesto in cui gli stessi si troveranno ad agire. Il fine è quello di ridurre le asimmetrie informative e l'incertezza in un sistema, quale quello energetico, in cui le imprese devono operare con orizzonti di programmazione di medio e lungo termine e in cui le scelte adottate hanno un influsso per un lungo periodo a venire. Allo stesso scopo, si dovrebbe fare in modo che le informazioni fornite nei piani siano vincolanti per l'amministrazione pubblica, sempre al fine di dare agli operatori i corretti segnali in merito a dove localizzare gli investimenti, in che misura e con quali tempistiche.

In sostanza, i piani dovrebbero tendere a costruire una vera e propria curva di offerta del sistema, evidenziando, fra le altre informazioni:

- le potenzialità, in termini di esistenza di risorse naturali, del territorio nazionale (non limitandosi, però alla pura e semplice dotazione di risorse, ma incrociando questi dati con gli altri vincoli allo sfruttamento delle medesime fonti, quali l'esistenza di vincoli paesaggistici o nella rete di trasporto, ecc.);
- la disponibilità ad accogliere investimenti in impianti e infrastrutture (garantendo, ad esempio, percorsi privilegiati per gli investitori che dirigono le loro scelte verso le opzioni delineate nel piano).

Al fine di ridurre asimmetrie informative e incertezza sarebbe anche auspicabile fare in modo che la struttura dei piani regionali fosse il più possibile standard, al fine di fare in modo che un insieme predefinito di informazioni venga reso disponibile in tutte le aree del paese.

Anche le misure di compensazione, di incentivo e di disincentivo da riconoscere a fronte del raggiungimento o del mancato raggiungimento degli obiettivi dei programmi energetici dovrebbero essere pattuite preliminarmente alla stesura dei singoli piani, in modo da evitare penalizzazioni per le aree che accettano di avere molti insediamenti energetici.

L'azione governativa sino ad oggi ha previsto: il decreto di coordinamento stato-regioni, ancora da emanare, e l'adozione dell'obiettivo del 25% di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2012¹³; la definizione, entro giugno 2009 e tramite una Conferenza nazionale dell'energia, della strategia energetica nazionale¹⁴ con il ritorno all'energia nucleare¹⁵ e l'obiettivo di portarla al 25%

¹³ Legge finanziaria 2008.

¹⁴ Gli obiettivi della strategia energetica nazionale sono individuati come segue: a) diversificazione delle fonti di energia e delle aree geografiche di approvvigionamento; b) miglioramento della competitività del sistema energetico nazionale e sviluppo delle infrastrutture nella prospettiva del mercato interno europeo; c) promozione delle fonti rinnovabili di energia e dell'efficienza energetica; d) realizzazione nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia nucleare; d-bis) promozione della ricerca sul nucleare di quarta generazione o da fusione; e) incremento degli investimenti in ricerca e sviluppo nel settore energetico e partecipazione ad accordi internazionali di cooperazione

nel mix delle fonti nazionali¹⁶; l'introduzione, nel Dpef, di un ulteriore piano delle priorità, opere e investimenti strategici di interesse nazionale, compresi quelli relativi al fabbisogno energetico, da approvare entro il 31 marzo 2009¹⁷.

L'attività di programmazione prevista dalla normativa recente deve approntare gli strumenti necessari al perseguimento degli obiettivi energetico-ambientali, evitando l'approccio «a compartimenti stagni» che non è coerente con l'impostazione della politica europea in questo campo, tesa a valorizzare invece le interrelazioni tra le politiche in tema ambientale, energetico e di competitività¹⁸.

Dovrebbero essere approfondite ulteriormente: la mappatura delle eccellenze tecnologiche nazionali, al fine di favorirne la loro valorizzazione, anche nell'ottica del network delle iniziative industriali di interesse economico; la valutazione delle interrelazioni tra le politiche, ad esempio ipotizzando diversi scenari di consumo in relazione a possibili politiche di efficienza energetica (che è il capitolo più lacunoso anche nelle proposte comunitarie); la conoscenza dei potenziali energetici dei territori (per l'eolico, a fronte di un potenziale massimo di 12 MW al 2020 dichiarato dal governo nel *position paper* del settembre 2007 l'Anev accredita valori superiori ai 16 MW); la valutazione delle opportunità che il *trading* può offrire per minimizzare i costi del raggiungimento degli obiettivi; il problema del coordinamento stato-regioni in ottica di lungo periodo, garantendo la comparabilità dei piani regionali in modo da verificare l'attuazione degli obiettivi nazionali come ripartiti a livello regionale.

La ripartizione degli obiettivi sulle rinnovabili in campo elettrico, peraltro già prevista dal cd. decreto Bersani nel 1999, non ha mai trovato applicazione. Anzi, l'analisi delle azioni intraprese a livello regionale in tema di energia e ambiente mostra carenze e disomogeneità: al 2007, un quarto delle regioni italiane ancora non aveva perfezionato i piani energetico-ambientali e anche quelle che li hanno approvati hanno seguito criteri non sempre comparabili, che rendono frammentario il quadro programmatico, oltre che quello autorizzatorio, nel settore. In dettaglio, l'approvazione dei piani energetico-ambientali ha seguito l'andamento riportato in tabella 4.

Tab. 4. Anno di approvazione definitiva dei PER da parte delle regioni (2000-2007)

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Toscana	Lazio Basilicata		Lombardia V. d'Aosta PA Trentino	Piemonte Umbria	Marche Calabria	Molise	Friuli V.G. E. Romagna

Fonte: quaderno di ricerca Ref, *Politiche regionali e fonti rinnovabili nel settore elettrico*

Anche sotto il profilo dello stato di attuazione dei piani, la situazione appare eterogenea, come rilevato da uno studio del Ref in materia e riportato nella seguente tabella 5.

Tab. 5. Stato di attuazione degli obiettivi regionali 2010 al 2006

tecnologica; f) sostenibilità ambientale nella produzione e negli usi dell'energia, anche ai fini della riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra; g) garanzia di adeguati livelli di protezione sanitaria della popolazione e dei lavoratori.

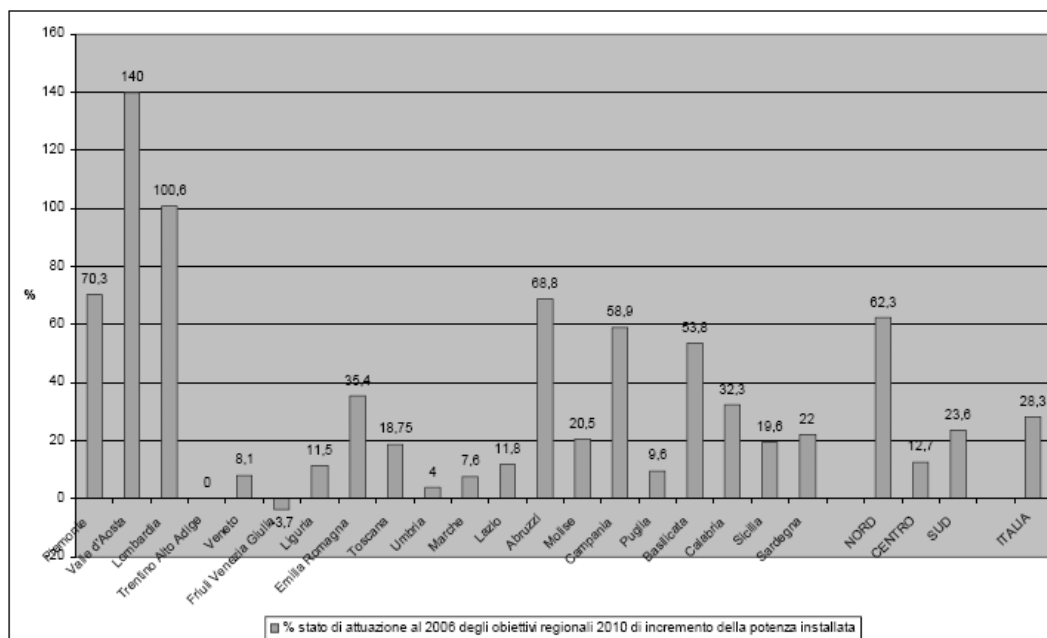
¹⁵ Il Ministro Scajola ha dichiarato che il mix energetico ottimale è il seguente: il 25% di energie rinnovabili, per le quali rafforzare il sistema di incentivi, il 25% di nucleare, il 50% di energia da combustibili fossili, come gas, carbone pulito, petrolio, da raggiungere entro il 2030.

¹⁶ Legge Finanziaria per il 2009.

¹⁷ Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese nonché in materia di energia attualmente in discussione in parlamento.

¹⁸ Nel Regno Unito, per affrontare al meglio la sfida posta dai cambiamenti climatici e dalle politiche europee, il governo di Gordon Brown si è dotato di un unico ministero energia e clima.

Stato di attuazione al 2006 degli obiettivi regionali 2010 di incremento della potenza installata ref.



Le recenti previsioni normative, volte a riprendere un'attività di programmazione nazionale e responsabilizzazione delle regioni rispetto agli impegni assunti, vanno nella giusta direzione di ridurre l'incertezza che di fatto ha caratterizzato il sistema finora. Resta da vedere se alle buone intenzioni del legislatore farà seguito un'applicazione delle medesime norme¹⁹.

14. *Obiettivi prossimi venturi, scenari nazionali e ruolo delle regioni*

La mancanza di una seria e trasparente programmazione – a livello centrale e locale – rischia di diventare nei prossimi anni ancora più costosa per il nostro paese, tenuto conto di quanto detto in precedenza sui contenuti della direttiva comunitaria sulle fonti rinnovabili.

Il contesto in cui l'Italia, al pari degli altri paesi della Unione europea, dovrà operare, infatti, sarà caratterizzato dalla presenza di più obiettivi obbligatori da raggiungere: riduzione delle emissioni di Co2, aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili e, probabilmente, incremento dell'efficienza energetica.

Dunque, non si tratterà più solamente di disporre o meno di tecnologie e filiere nazionali di produzione di energia da una determinata tecnologia, oppure di ridurre o meno le produzioni più inquinanti, oppure ancora di ridurre la dipendenza dall'estero nell'approvvigionamento di fonti

¹⁹ Una simile situazione di incertezza favorisce i soggetti più grandi che possono sopportare anche ritardi e inefficienze grazie alla propria maggiore dimensione industriale o finanziaria e alla possibilità di diversificare il rischio tra più progetti, mentre – verosimilmente – penalizza *start-up* e piccole realtà che puntino alla valorizzazione della propria capacità di innovazione attraverso il mercato.

primarie, ma anche di dovere pagare sanzioni per l'eventuale mancato raggiungimento degli obiettivi definiti a livello comunitario.

Come illustrato in precedenza, per l'Italia la direttiva sulle rinnovabili prevede una percentuale di utilizzo di fonti rinnovabili del 17% al 2020. Tale percentuale sarebbe stata del 14% nel caso in cui la ripartizione dell'obiettivo comunitario fosse stata effettuata perseguendo la minimizzazione dei costi per i singoli paesi, ma le scelte fatte dalla Commissione europea hanno privilegiato una ripartizione *solidale* nei confronti dei paesi di nuova adesione.

L'obiettivo del 17% per l'Italia implica l'identificazione di un obiettivo indicativo del 25% di produzione elettrica da fonti rinnovabili al 2010 e, soprattutto, di un obiettivo vincolante del 33/35% di generazione elettrica da rinnovabili al 2020. A fronte della tendenza stabile al 15/16%, tale obiettivo sembra decisamente ambizioso.

I numeri in gioco sono i seguenti: al 2020 l'Ue chiede all'Italia una quota di elettricità rinnovabile stimabile in 145 TWh/a²⁰, a fronte di una stima comunitaria del potenziale dell'ordine di grandezza di 120/130 TWh/a²¹ e di una stima nazionale, contenuta nel *position paper* del governo del 2007, di 104 TWh/a.

L'obiettivo intermedio, che il governo ha inserito nella legge finanziaria 2008, è il 25% per il 2012; il Ref stima che ciò significhi produrre da rinnovabili oltre 96 TWh/a a quella data; confrontandolo con il percorso di crescita delle rinnovabili previsto nella direttiva, tale obiettivo sarebbe persino eccedente le necessità. Infatti, applicando ai dati nazionali la traiettoria degli obiettivi intermedi, si ottiene la curva in figura 11: al 2013 sarebbe sufficiente, per raggiungere la prima tappa degli obiettivi intermedi, arrivare a superare 51 TWh/a e concentrare ulteriori sforzi negli anni successivi (fig. 11).

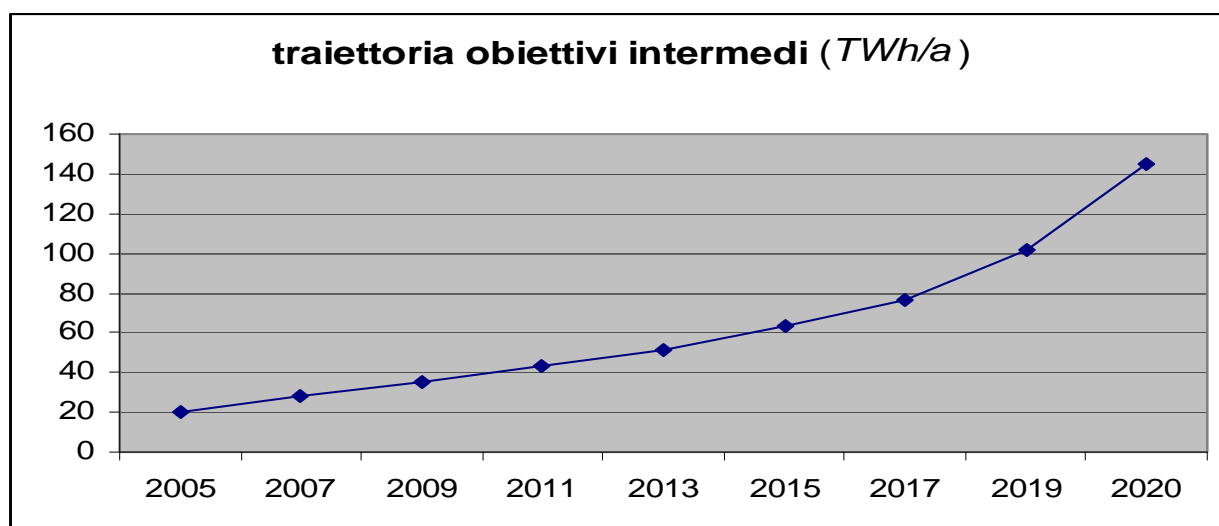


Fig. 11. Traiettoria obiettivi intermedi rispetto all'obiettivo di 145 TWh da fonti rinnovabili.

Confrontando lo stato di attuazione dei piani regionali con l'obiettivo del 25% al 2012 non si ottengono però risultati confortanti. Riprendendo di nuovo le elaborazioni del Ref si evidenzia come la somma degli obiettivi inseriti nei piani regionali non arrivi ad assicurare neanche il raggiungimento dell'obiettivo al 2010; rispetto a quello del 2012, mancherebbero circa 20 TWh/a.

²⁰ Stima Ref.

²¹ Studio Forres 2020.

Rispetto all'obiettivo intermedio al 2013 di 51 TWh (stimato in base alla traiettoria degli obiettivi intermedi indicativi) la somma degli obiettivi inseriti nei piani regionali emanati sino ad oggi esaminati dal Ref risulta sufficiente; tuttavia lo stato di attuazione dei Piani lascia adito a dubbi sulla loro realizzazione effettiva.

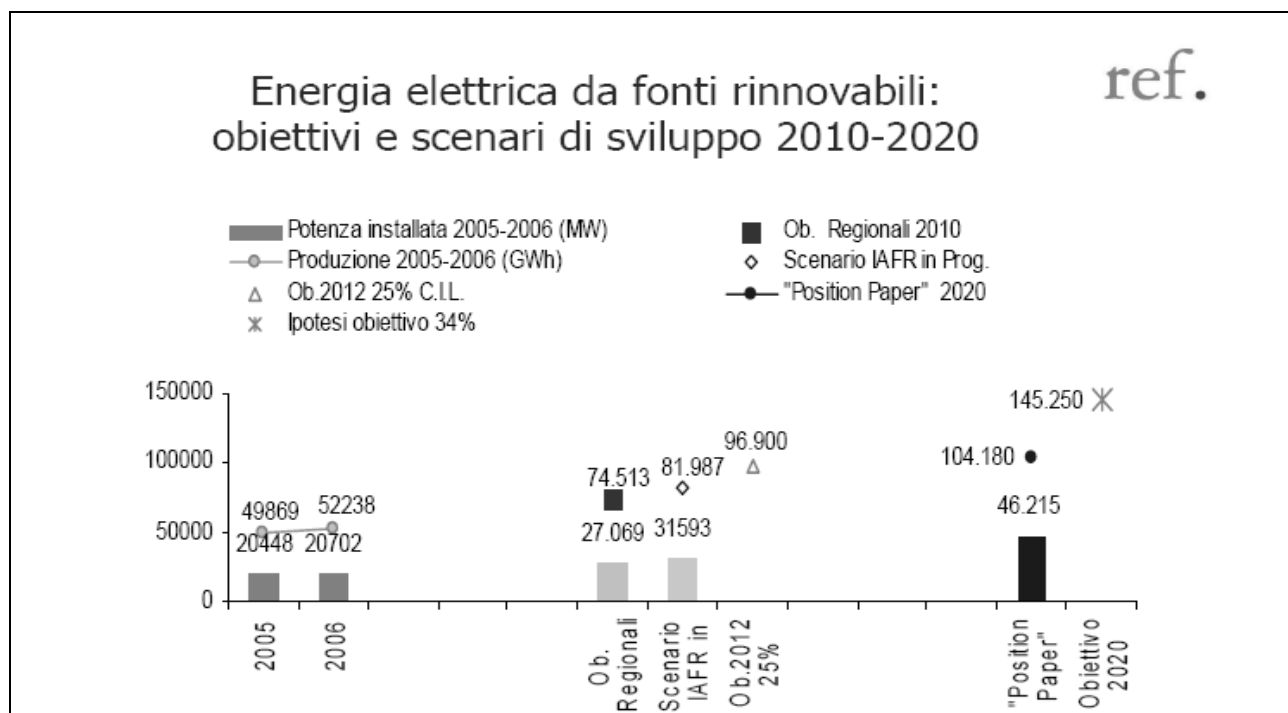


Fig. 12. Obiettivi e scenari di sviluppo 2010-2020.

Sotto il profilo dei costi della sola incentivazione delle rinnovabili, Assoelettrica stima un impegno di risorse di oltre 9 miliardi di €/anno per il raggiungimento dell'obiettivo sulle rinnovabili al 2020; un semplice ed incompleto esercizio di simulazione, effettuato adottando gli incentivi attualmente in vigore e una crescita lineare delle diverse fonti fino all'obiettivo del documento di posizione presentato dal governo italiano nel settembre 2007, indica che il costo totale degli incentivi concessi nel 2008 e riportati fino al 2020 ammonterebbe ad oltre 210 miliardi di €. Introducendo gli effetti apprendimento stimati dalla Commissione Ue, si otterrebbe una riduzione di ben 30 miliardi di €. Utilizzando poi il percorso di obiettivi intermedi definito nelle proposte di direttiva al posto dell'ipotesi di crescita lineare, il costo si ridurrebbe di almeno altri 20 miliardi di €.

L'esercizio risente evidentemente di molte semplificazioni, ad iniziare dai criteri di ripartizione della crescita totale tra le diverse fonti rinnovabili e non valuta i benefici correlati in termini di minor uso dei combustibili fossili e riduzione delle emissioni di CO₂; indica però che le risorse in gioco saranno ingenti, ma anche che i risultati complessivi possono mutare molto in relazione al percorso che si riesce a compiere.

Recentemente, in particolare prima del varo del pacchetto energia - clima da parte del Parlamento europeo, sono state pubblicate svariate stime sui costi complessivi del 20/20/20: da parte del Ministero dell'ambiente, di società di consulenza, di istituti di ricerca: il governo ha stimato in 18 miliardi di €/anno il costo dell'intero pacchetto di obiettivi 20/20/20, mentre la



Commissione europea, per l'insieme degli obiettivi, accredita una banda di oscillazione tra gli 8 e 12 miliardi di €anno.

Indipendentemente dalla correttezza o meno della singola stima, c'è la certezza che le risorse da mobilitare dovranno essere ingenti. Sostanzialmente, l'indicazione che arriva da Bruxelles, al di là dei vincoli quantitativi, è di investire nella direzione della transizione verso economie *low-carbon*. Per l'Italia, si tratta quindi di identificare una strategia adeguata che consenta di ottenere i maggiori benefici possibili in termini industriali, minimizzando al tempo stesso i costi per il sistema; a tal fine, il miglioramento degli strumenti di programmazione e degli aspetti procedurali, livello nazionale e regionale, sono passaggi ormai ineludibili.

