

TAV. 1.5 IMPEGNI DI RIDUZIONE DEGLI INQUINANTI ATMOSFERICI ASSUNTI DALL'ITALIA IN AMBITO INTERNAZIONALE E RECEPITI NELLA LEGISLAZIONE NAZIONALE

INQUINANTI	ANNO ED EMISSIONI DI RIFERIMENTO	IMPEGNO	STATO
CO ₂	421 Mton (1990)	Stabilizzazione al 2000 a livello Ue	Firmato
INSIEME DI CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HCF, PFC	555 MtonCO ₂ eq. (1990)	- 6,5 per cento al 2008-2012 (<i>protocollo di Kyoto, 1998</i>)	Da ratificare (cfr. delibera Cipe pubblicata su GU n.33 del 10.2.1999)
SO ₂	3800 kton (1980)	-30 per cento entro il 31.12.1993 (<i>protocollo di Helsinki, 1985</i>)	Ratificato con legge 27.10.88 n. 487 Recepito con D.M. 105/87: • impianti elettrici: -30 per cento entro il 1990 Recepita (D.M. 8/5/89): • -30 per cento nel 1993 • -39 per cento nel 1998 • -63 per cento nel 2003
	Riduzioni complessive riferite al parco termoelettrico "esistente" al 1.7.1988 (impianti di potenza >50 MW), rispetto alle emissioni del 1980	• -27 per cento nel 1993 • -39 per cento nel 1998 • -63 per cento nel 2003 (Direttiva 88/609/CE)	Linee guida 12.7.90: graduale adeguamento impianti termoelettrici in esercizio a limiti fissati per i nuovi impianti (SO ₂ , NO _x e polveri) secondo scadenze prestabilite: • 35 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1997 • 60 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1999 • 100 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 21.12.2002
SO _x	3800 kton (1980)	• -65 per cento entro il 2000 • -73 per cento entro il 2005 (<i>protocollo di Oslo, 1994</i>)	Firmato nel giugno 1994
NO _x	1793 kton (1987)	Stabilizzazione entro il 31.12.1994 (<i>protocollo di Sofia, 1988</i>)	Ratificato con legge 7.1.92, n.39
	1704 kton (1986)	-30 per cento entro il 1.1.1998 (<i>Dichiarazione di Sofia, 1991</i>)	Sottoscritta
	Riduzioni complessive riferite al parco termoelettrico "esistente" al 1.7.1988 (impianti di potenza > 50MW)	• -2 per cento nel 1993 • -26 per cento nel 1998 (Direttiva 88/609/CE)	Recepita (D.M. 8/5/89): • -2 per cento nel 1993 • -30 per cento nel 1998 Linee guida 12.7.90: graduale adeguamento impianti termoelettrici in esercizio a limiti fissati per i nuovi impianti (SO ₂ , NO _x e polveri) secondo scadenze prestabilite: • 35 per cento della potenza termoelettrica entro il 31.12.1997 • 60 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1999 • 100 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 21.12.2002
COVM	1879 kton (1990)	-30 per cento entro il 31.12.1999 (<i>protocollo di Ginevra, 1991</i>)	Ratificato con legge 12.4.1995, n.146

Strumenti di contenimento delle emissioni adottati in Europa

Gli strumenti di controllo delle emissioni prevalenti all'interno dell'Unione europea, così come nel più ampio panorama internazionale, evidenziano tre importanti tendenze:

- il graduale affermarsi di politiche di controllo dell'inquinamento basate sullo sfruttamento delle forze concorrenziali nel libero mercato;
- il diffondersi di strumenti di politica ambientale basati sull'adesione volontaria;
- un crescente sforzo di integrazione degli obiettivi di tutela ambientale nel più ampio spettro di politiche settoriali di varia natura.

Queste tendenze sono particolarmente evidenti nel settore energetico.

La liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas solleva interrogativi circa i potenziali effetti ambientali negativi della maggiore concorrenza tra le imprese: la pressione concorrenziale può generare incentivi per le imprese ad adottare comportamenti "miopici", riducendo gli investimenti in ricerca e sviluppo, in miglioramenti di efficienza, in gestione della domanda, in fonti rinnovabili (caratterizzati da un elevato costo iniziale di investimento e da redditività fortemente differita); la diminuzione dei prezzi di mercato conseguente alla maggiore concorrenza può tradursi in un aumento di consumi e, dunque, delle emissioni inquinanti. Di contro, lo stesso processo di liberalizzazione rende possibile l'impiego di meccanismi concorrenziali a vantaggio di una maggiore efficienza e attenzione all'ambiente.

Crescente è l'attenzione nei confronti dei cosiddetti meccanismi di flessibilità, introdotti dal protocollo di Kyoto. Si tratta di strumenti che consentono a un paese o ad una impresa di conseguire obiettivi di contenimento delle emissioni minimizzando il costo complessivo attraverso programmi di cooperazione e di "commercio di permessi di emissione" (*tradable permits*).

Il protocollo di Kyoto ha introdotto il ricorso a forme di cooperazione tra paesi industrializzati (*Joint Implementation*) o tra questi ultimi e i paesi in via di sviluppo (*Clean Development Mechanism*) e allo scambio di permessi internazionali di emissione (*International Emission Trading*). Mentre a livello internazionale il dibattito sulle modalità del ricorso a questi strumenti è ancora intenso⁵, nei vari paesi cresce l'attenzione verso questi meccanismi: il progetto pilota sulle *Activities Implemented Jointly*, avviato nel 1994 dal Segretariato della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici delle Nazioni Unite, contava a fine aprile 1998 circa 160 progetti⁶.

Di recente si sono sviluppate iniziative per dare vita a mercati per i permessi negoziabili di emissione (nell'ambito dell'*International Petroleum Exchange* di Londra, del *Chicago Board of Trade* e del *Sydney Future Exchange*). A livello

governativo vari paesi europei stanno considerando l'opportunità di introdurre un sistema di permessi di emissione nazionale (ultimo in ordine di tempo l'annuncio della Danimarca). Anche la Commissione europea sta valutando la possibilità di introdurre un sistema di questo tipo all'interno dell'Unione.

La mancanza di una sufficiente concorrenza nel settore dell'energia elettrica e del gas ha contribuito a limitare l'interesse degli operatori verso questi meccanismi. Il processo di liberalizzazione potrà dunque stimolare una maggiore attenzione, contribuendo a potenziarne l'efficacia qualora essi venissero introdotti.

Recenti indagini condotte da organismi internazionali evidenziano anche un crescente ricorso agli accordi volontari tra imprese e pubblica amministrazione. Con gli accordi volontari le *utilities* si impegnano a raggiungere determinati obiettivi di contenimento delle emissioni e/o di miglioramenti di efficienza nell'utilizzo delle risorse a fronte di incentivi di varia natura (dalla semplice "immagine verde" — con potenziali risvolti positivi sulla domanda — a esenzioni fiscali o alla garanzia di non introduzione di regolamentazioni ambientali più restrittive da parte della pubblica amministrazione a fronte del conseguimento di determinati obiettivi ambientali⁷).

Sebbene più sviluppati nella realtà americana⁸, all'interno dell'Unione europea sono stati recentemente censiti più di 300 di questi accordi, un numero crescente dei quali coinvolge le imprese elettriche. Il "Patto" concluso nel novembre scorso nell'ambito della *Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente* e il crescente numero di accordi in via di definizione costituiscono un esempio di rapido sviluppo di questo strumento anche in Italia.

Rientra nel campo delle misure volontarie anche un altro insieme di strumenti, anch'essi di recente introduzione, basati sull'utilizzo di informazioni volontarie sulle prestazioni ambientali delle imprese: etichettatura ecologica, rapporti ambientali, schemi di *audit* ambientale, tuttora più diffusi nella realtà nordamericana (USA e Canada).

Questi nuovi strumenti nella politica ambientale integrata europea e internazionale costituiscono importanti complementi ai più tradizionali strumenti di contenimento delle emissioni quali gli standard e le tasse, che continuano ad avere un ruolo molto importante sia a livello di singoli Stati membri che comunitario. *Carbon* e *carbon/energy taxes* sono attualmente in vigore nei paesi del Nord Europa (Svezia, Finlandia, Danimarca, Norvegia, Olanda) e in Austria; una forma di *carbon tax* è stata recentemente introdotta nel nostro paese ed una proposta di *energy tax (climate change levy)* è stata presentata nel marzo 1999 nel Regno Unito.

In ambito europeo continua il dibattito sulla proposta di direttiva "Monti" sulla armonizzazione della tassazione sui prodotti energetici⁹, che prevede — accanto ad aliquote minime di imposizione sui diversi prodotti energetici — la possi-

bilità per gli stati membri di introdurre forme di tassazione più restrittive per il perseguimento di obiettivi di carattere ambientale. L'obiettivo è il riequilibrio del carico fiscale da forme di tassazione considerate distorsive — in quanto gravanti su fattori produttivi primari (capitale e di lavoro) — a forme di fiscalità ambientale che correggano gli effetti negativi derivanti dalla mancata internazionalizzazione dei costi ambientali connessi con le attività di produzione e di consumo (*environmental fiscal reform*) e possano stimolare l'occupazione attraverso il reimpiego del gettito.

L'incentivazione delle fonti rinnovabili in Europa

La promozione dell'impiego di fonti rinnovabili nella generazione elettrica rappresenta uno degli obiettivi principali nelle politiche energetiche di tutti i paesi industrializzati e dei paesi membri dell'Unione europea in particolare.

Le ragioni alla base di questa azione di promozione sono molteplici (sicurezza energetica, sviluppo competitivo e potenziali di crescita sui mercati internazionali, obiettivi occupazionali, obiettivi di sviluppo economico a livello locale), anche se negli ultimi anni la motivazione ambientale, principalmente legata agli obiettivi di contenimento delle emissioni di gas di serra, è risultata preponderante.

Le politiche di promozione in atto mirano a ridurre o eliminare le numerose barriere che ostacolano lo sviluppo di questa fonte energetica: tecniche (efficienza e affidabilità delle tecnologie), di mercato (competitività di prezzo rispetto alle altre fonti energetiche), normative (mancanza di normativa specifica, scarsa applicazione della legislazione vigente e insufficiente monitoraggio), istituzionali (mancanza di standard tecnici comuni, carenza di formazione e informazione dei soggetti interessati), informative (scarsa conoscenza da parte di imprese e utenti delle caratteristiche tecniche, economiche e ambientali delle tecnologie).

Gli strumenti di intervento sono numerosi e spesso diretti al superamento di più di un ostacolo contemporaneamente.

Gli strumenti
per il superamento
delle barriere tecnologiche
e di mercato

Lo strumento prevalente per il superamento delle barriere di carattere tecnologico sono i finanziamenti governativi — talvolta uniti a co-finanziamento da parte delle imprese — per programmi di ricerca, sviluppo e dimostrazione orientati ad aumentare il potenziale tecnologico e dunque l'efficienza e l'affidabilità di queste tecnologie, riducendone nel contempo i costi e minimizzandone gli impatti ambientali. Questa forma di intervento è diffusa in tutti i paesi europei. La promozione dello sviluppo tecnologico nel campo delle fonti rin-

novabili favorisce anche la massimizzazione del potenziale di mercato di queste tecnologie, attraverso miglioramenti nell'affidabilità e riduzione dei costi. Gli strumenti più utilizzati per ridurre o eliminare le barriere di mercato allo sviluppo delle fonti rinnovabili sono rappresentati da interventi volti ad assicurare rapporti di prezzo equi tra le varie tecnologie di generazione, intervenendo sui loro prezzi relativi: rimozione di eventuali sussidi a favore di fonti energetiche convenzionali (fonti fossili) e internalizzazione delle esternalità ambientali connesse al loro utilizzo.

Il primo tipo di interventi consente di riportare il prezzo marginale di mercato delle tecnologie non rinnovabili (mantenuto artificialmente basso attraverso sussidi governativi) al livello del loro costo marginale privato di produzione (cosiddette politiche di *private cost pricing*). Si tratta di misure che hanno caratterizzato la prima fase di intervento nei paesi europei e dell'area Ocse più in generale, fase che si può considerare in larga parte avviata a conclusione.

Il secondo tipo di intervento mira ad avvicinare il più possibile il prezzo di mercato delle tecnologie convenzionali — quelle da fonti fossili — al loro costo sociale (costo privato di produzione e valore delle esternalità: cosiddette politiche di *full cost pricing*). Gli strumenti più diffusi all'interno dell'Unione europea per questo tipo di interventi sono le tasse ambientali.

La *carbon tax* recentemente introdotta in Italia con la legge finanziaria 1999 va nella stessa direzione, coniugando obiettivi di carattere ambientale con altri di natura economica e occupazionale. Nei paesi che hanno introdotto *energy/carbon tax* come la Danimarca e l'Olanda sono previste esenzioni o rimborsi dell'imposizione energetica per le fonti rinnovabili.

Gli strumenti
per il superamento
di barriere istituzionali,
politiche e legislative

Le forme di intervento più innovative per la promozione delle fonti rinnovabili si sono sviluppate in risposta all'esigenza di superare le barriere istituzionali, politiche e legislative che ne ostacolano la penetrazione sui mercati, o di stimolare la creazione di un mercato per accrescere la diffusione delle tecnologie che sono già o quasi convenienti — favorendo gli investimenti, consentendo la realizzazione di economie di scala, promuovendo la raccolta e la diffusione delle informazioni commerciali sulle tecnologie stesse.

La tavola 1.6 riassume i principali meccanismi in uso dei vari paesi europei (ed extra europei). Tra gli strumenti impiegati in Europa rientrano le politiche di stimolo del mercato come le politiche di acquisto garantito con o senza prezzi incentivanti, gli accordi volontari e il *green pricing*.

Le politiche di acquisto garantito prevedono una garanzia di acquisto di una determinata quantità di energia da fonte rinnovabile. Nella maggior parte delle esperienze in corso, la garanzia dell'acquisto dell'energia prodotta è affiancata

da prezzi incentivanti che coprono la differenza tra il prezzo di acquisto dell'energia rinnovabile e quello medio dell'elettricità. Il finanziamento del meccanismo può provenire dalla fiscalità generale, dai soli utenti elettrici attraverso un prelievo sull'energia venduta, come nel caso inglese della *Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)*, dalle *utilities* attraverso i loro clienti (come nel caso della legislazione tedesca) o da singoli clienti (attraverso forme di *green pricing*, come quelle avviate in Olanda e Svezia). L'assegnazione dei finanziamenti può essere di natura discrezionale o avvenire con procedure competitive. In generale le procedure non competitive (adottate per l'energia eolica in Danimarca e Germania) tendono a incoraggiare la partecipazione dei produttori più piccoli e non limitano l'incentivo alle tecnologie che sono più vicine alla commercializzazione.

Tra gli strumenti di più recente ma rapida diffusione vi sono gli accordi volontari. Si tratta di accordi stipulati tra la pubblica amministrazione e le imprese elettriche che si impegnano volontariamente a raggiungere obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. Accordi di questo tipo sono stati tra l'altro introdotti in Olanda, Francia e Austria; possono essere legalmente vincolanti o non vincolanti per i soggetti coinvolti e spesso incorporano molti degli strumenti di promozione qui analizzati¹⁰. Il "Patto", concluso al termine della *Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente* del novembre 1998, e alcuni recenti accordi di programma stipulati o in fase di negoziazione tra produttori elettrici e la pubblica amministrazione ne costituiscono esempi.

Anche il *green pricing* è un meccanismo di natura volontaria di recente introduzione che coinvolge tre gruppi di soggetti:

- le aziende di gestione del servizio elettrico (generalmente un distributore locale, talvolta integrato con le attività di produzione);
- gli utenti;
- le imprese produttrici.

Lo schema si sviluppa a partire da un programma di informazione sul *green pricing* a cura dell'impresa elettrica. Gli utenti disponibili a pagare l'energia elettrica consumata a prezzi più elevati per fini di tutela ambientale richiedono che una quota del loro consumo sia soddisfatta tramite fonti rinnovabili. Il pagamento dei costi incrementali può prendere la forma di semplice "arrotondamento", di contributo *una tantum*, di un esborso periodico o di un sovrapprezzo sui consumi. Sulla base delle adesioni degli utenti, la società elettrica seleziona tramite gare i produttori di fonti rinnovabili, con i quali stipula contratti di acquisto di energia a copertura della quantità sottoscritta dai clienti a prezzi maggiorati rispetto al costo medio dell'energia elettrica. Il periodo di applicazione del *green pricing* varia in genere da uno a cinque anni.

TAV. 1.6 PRINCIPALI STRUMENTI DI PROMOZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI
NEI PAESI OCSE

PAESE	OBIETTIVI O QUOTE DI PRODUZIONE/ CAPACITÀ PRODUTTIVA	MERCATI GARANTITI	GREEN PRICING	INCENTIVI ECONOMICI O FISCALI	STANDARD O ALTRI STRUMENTI DI REGOLAZIONE DIRETTA	INFOR- MAZIONE E DIVULGAZIONE	MISURE VOLONTARIE
AUSTRIA		●	●	● 2/3		●	
AUSTRIA		●		● 1/3	●	●	●
BELGIO				● 1/2/3/4	●	●	
CANADA	●			● 1/3	●		
DANIMARCA	●	●		● 1/3	●	●	●
FINLANDIA	●			● 1/3		●	
FRANCIA		●		● 2/3	●		●
GERMANIA		●		● 1	●	●	
GRECIA		●			●	●	
IRLANDA	● (capacità)	●					
ITALIA	●	●		● 1	●	●	●
GIAPPONE	●	●		● 1/2	●	●	●
LUSSEMBURGO		●		● 1			
OLANDA	●	●	●	● 1/3	●	●	●
NUOVA ZELANDA				● 3	●	●	●
NORVEGIA		●		● 1	●	●	●
PORTOGALLO		●		● 1	●	●	
SPAGNA	●	●		● 4	●		
SVEZIA		●		● 1/3	●	●	
REGNO UNITO	● (capacità)	●		● 1		●	
SVIZZERA	●	●	●	● 1		●	●
TURCHIA	●			● 2	●	●	
STATI UNITI	●	●	●	● 3	●	●	●
EU				●	●	●	

Incentivi economici o fiscali:

1. Sussidi attraverso trasferimenti diretti
2. Strumenti del credito
(prestiti agevolati, ecc.)
3. Esenzioni fiscali
4. Altro

Fonte: Aie

Non-Fossil Fuel Obligation

L'esperienza più nota di prezzi incentivanti associati a competizione è quella della *NFFO* inglese, che impone alle imprese regionali di distribuzione di elettricità di acquistare una certa quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili (e da nucleare) ad un prezzo incentivato. La differenza fra questo prezzo e il prezzo medio di acquisto dell'elettricità è rimborsata alle imprese regionali elettriche attraverso un prelievo sulla "tassa sui combustibili fossili" (*fossil fuel levy*) pagata dai consumatori attraverso le bollette elettriche. Tratto caratteristico del meccanismo applicato nel Regno Unito è l'assegnazione su base competitiva dei contratti di acquisto, a valere su una quantità predefinita di energia prodotta con fonti rinnovabili. Il progetto che offre il prezzo migliore a parità di altre condizioni si vede assegnato in contratto. Gli "ordini" sono differenziati per tecnologia e scala degli impianti in considerazione del diverso grado di maturità tecnologica ed economica delle varie fonti rinnovabili.

TAV. 1.7 'ORDINI' ATTIVATI DA NON-FOSSIL FUEL OBLIGATION

CAPACITÀ CONTRATTATA (MW)	NFFO1 (1990)	NFFO (1991)	NFFO3 (1994)	NFFO4 (1997)	NFFO5 (1998)	TOTALE
Eolico	12	84	146	330	340	912
Eolico (piccola taglia)			20	10	28	58
Idroelettrico (piccola taglia)	12	11	14	13	9	59
Biogas da discarica	36	48	82	174	314	654
Biogas da acque reflue	6	27				33
Comb.rifiuti (tradizionale)	41	272	241			554
Comb.rifiuti (letto fluido)				126	416	542
Comb.rifiuti (cogenerazione)				115	70	185
Biomasse (combustione)	45	30	104			179
Biomasse (gassificazione)			19	67		86
Biogas da rifiuti agricoli				7		7
TOTALE	152	472	626	842	1.177	3.270

Schemi di *green pricing* sono attualmente in uso in Olanda, Svezia, Germania e in Svizzera¹¹. In analogia con gli accordi volontari, tale strumento risulta "attraente" per governi e imprese in quanto richiede finanziamenti molto ridotti o nulli, al di là dell'avvio e della gestione dell'intervento. I suoi principali vantaggi consistono nella creazione di un mercato per le fonti rinnovabili dove questo non esiste e dal coinvolgimento dei consumatori nei problemi di fornitura dell'energia elettrica. A ciò si contrappone l'incertezza circa l'efficacia rispetto alla riduzione delle emissioni attraverso lo sviluppo delle fonti rinnovabili, che dipende dalla sensibilità degli utenti rispetto al programma e, più in generale, rispetto alle problematiche ambientali.

Le fonti rinnovabili: innovazioni normative in Italia e in Europa

Il decreto legislativo sull'assetto del mercato elettrico 16 marzo 1999, n. 79 contiene numerose disposizioni relative alla promozione delle fonti rinnovabili. Parallelamente, a livello comunitario è in discussione una bozza di Direttiva destinata a disciplinare il trattamento delle fonti rinnovabili nel nuovo mercato elettrico.

La tavola 1.8 confronta i due provvedimenti. Le informazioni sulla bozza di Direttiva comunitaria si riferiscono alla versione circolata alla fine del 1998. La bozza di Direttiva lascia liberi gli Stati membri di scegliere gli strumenti di promozione delle fonti rinnovabili, anche se viene auspicata la compatibilità tra le diverse scelte e con il funzionamento del mercato interno.

TAV. 1.8 AGEVOLAZIONI ALLE FONTI RINNOVABILI

	DLGS 19 MARZO 1999, N. 79	BOZZA DI DIRETTIVA UE
DEFINIZIONE FONTI RINNOVABILI (FR)	Nessuna restrizione per gli impianti idroelettrici (art. 2.15)	• Sono esclusi gli impianti idroelettrici di potenza superiore a 10 MW (art. 2)
CONCORRENZA TRA FR	• Non prevista esplicitamente • Art. 11.6 prevede che il Cipe fissi obiettivi pluriennali per fonte	• Condizione obbligatoria (art. 3.1)
OBBLIGHI CONNESSI AL LIVELLO MINIMO DI CONSUMO (LMC)	• Obbligo di immettere in rete almeno il 2 per cento della producibilità aggiuntiva realizzata ogni anno (al netto dei primi 100 GWh, dell'energia cogenerata, auto-consumata in centrale ed esportata) (art. 11.1) • a partire dal 2001 possibile introduzione di quote più elevate per gli anni successivi al 2002 (art. 11.5)	• (art. 5) è previsto un duplice livello: - l'elettricità da FR deve essere almeno il 5 per cento dei consumi totali netti (produzione + import - export) - il consumo elettrico da FR deve essere almeno il 3 per cento in più rispetto al livello registrato nel 1996 • a partire dal 2005 • possibile introduzione di un LMC più elevato dal 2010 (comma 2)
SOGGETTO SU CUI GRAVA L'OBLIGO DEL LMC	• Tutti i produttori e gli importatori (art. 11.2)	• Tutti i consumatori elettrici (inclusi gli autoproduttori)
CREAZIONE DI "CERTIFICATI VERDI"	• Concessa facoltà di acquisto per ottemperare all'obbligo relativo al LMC (art. 11.3)	• Obbligatoria, con riconoscimento reciproco tra Stati membri (art. 4)
PROCEDURE DI GARA	• Previste, a carico di regioni e province autonome, per l'incentivazione delle FR (art. 11.6)	
OBBLIGO DI UTILIZZO PRIORITARIO	• Previsto (art. 3.3 e art. 11.4)	
LIBERTÀ DI CIRCOLAZIONE TRA STATI MEMBRI PER RISPETTARE IL LMC		• Obbligatoria

Controllo e gestione della domanda a fini dell'uso razionale dell'energia e dell'uso efficiente delle risorse

I programmi di gestione e controllo della domanda (*demand side management*, *DSM*) di energia descrivono le attività di programmazione, realizzazione e monitoraggio intraprese dalle aziende energetiche, mirate a influenzare i consumi di energia da parte degli utenti finali in modo da aumentare il livello generale di efficienza energetica del sistema. Queste si esplicano in attività volte a incrementare l'efficienza energetica negli usi finali (ovvero il risparmio di energia a parità di servizio reso all'utente), rimodulare il profilo temporale dei consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione, da parte delle imprese stesse, dei "picchi" e delle "valli" di potenza impegnata nel corso della giornata o dell'anno e stimolare sostituzioni ottimali fra fonti energetiche da parte del consumatore.

I programmi di *DSM*, ancorché avviati in alcuni casi autonomamente dalle stesse imprese elettriche, sono nella maggioranza dei casi il risultato di misure pubbliche di intervento ad opera del governo o dei regolatori di settore. Gli strumenti utilizzati comprendono le campagne di informazione pubblica, la definizione di standard, obbligatori o volontari per le apparecchiature elettriche, l'etichettatura energetica, gli incentivi all'acquisto agevolato di apparecchiature efficienti e altri.

Origini ed evoluzione dei programmi di *DSM*

Date le caratteristiche tecniche dei settori dell'energia elettrica e del gas la gestione delle curve di carico d'impresa, in periodi di alta volatilità dal lato dei costi e incertezze sull'andamento della domanda, diventa uno strumento irrinunciabile di gestione dei costi totali. La pratica dell'ottimizzazione delle curve di carico si è infatti diffusa rapidamente presso le aziende elettriche negli Stati Uniti quale strategia di *marketing* mirata a far fronte ai forti elementi di incertezza che connotavano il mercato energetico (sia dal lato dei costi di approvvigionamento delle materie prime energetiche, sia delle oscillazioni dal lato della domanda) all'indomani della crisi petrolifera negli anni settanta. Con lo sviluppo, negli stessi anni, di politiche di risparmio energetico guidate da obiettivi di sicurezza nazionale e di riequilibrio delle ragioni di scambio, le imprese elettriche hanno ricevuto ulteriori e sostanziali incentivi che hanno permesso di integrare le pratiche di gestione dei carichi con più ampi programmi di gestione e controllo della domanda mirati alla diffusione di usi finali più efficienti dell'energia.

Gli anni ottanta negli Stati Uniti rappresentano il periodo di maggiore crescita e diffusione di programmi di *DSM*, soprattutto presso le imprese elettriche. In un mercato caratterizzato da imprese verticalmente integrate ha significativa-

mente concorso all'affermazione di schemi di *DSM* l'imposizione, da parte di regolatori, di criteri di pianificazione ai costi minimi (*least cost planning*¹²) tali per cui i costi di un investimento in energia prodotta/venduta dovevano essere confrontati con i costi di un analogo investimento in energia conservata. Gli incentivi al risparmio energetico erogati alle imprese elettriche statunitensi hanno reso la vendita dei cosiddetti "*negawatt*" spesso più profittevole della vendita di "*megawatt*".

Verso la fine degli anni ottanta, mentre la riflessione politica e accademica iniziava ad animare un vivace dibattito non solo sulla necessità e l'equità degli incentivi utilizzati ma anche sull'efficienza ed efficacia dei programmi stessi, gli schemi di *DSM* si sono rapidamente diffusi anche nei paesi europei, e in particolare nel Regno Unito, in Olanda, nei paesi nordici e nei paesi via di sviluppo.

Negli anni novanta, con l'avvio dei processi di ristrutturazione e liberalizzazione, il dibattito sulla razionalità economica, l'opportunità e le modalità di finanziamento dei programmi di sostegno all'efficienza energetica ha assunto nuovi connotati alla luce dei cambiamenti strutturali e istituzionali che stavano investendo i settori stessi. Da un lato, in un contesto economico liberalizzato, in analogia con quanto accade in altri settori, si riteneva che il mercato potesse essere meglio in grado di incidere sulla natura e dimensione delle barriere all'efficienza energetica che giustificavano in passato l'intervento pubblico. L'apertura alla concorrenza avrebbe favorito lo sviluppo di un mercato dei servizi energetici (quali i servizi di riscaldamento, raffreddamento, illuminazione ed energia) a discapito della vendita di unità energetiche standardizzate (esprese in kWh di energia elettrica o in mc di gas naturale) e l'affacciarsi sul mercato di nuovi operatori specializzati nella fornitura di servizi di efficienza energetica (le cosiddette *energy saving companies*, *ESCO*). Dall'altro il nuovo contesto istituzionale ha fatto emergere nuovi disincentivi all'efficienza energetica e ha messo in evidenza i limiti di alcuni meccanismi di regolazione di prezzo dei segmenti di mercato ancora in monopolio, mutando la natura e le dimensioni delle barriere all'efficienza energetica.

Negli stessi anni le finalità ambientali e in particolare gli obiettivi di contenimento delle emissioni di gas serra derivanti dagli accordi di Rio de Janeiro e di Kyoto hanno riportato il tema dell'efficienza negli usi dell'energia fra le priorità delle politiche energetiche in molti paesi.

I cambiamenti strutturali e istituzionali che stanno investendo i settori energetici con la diffusione dei processi di liberalizzazione, da un lato, e l'emergere delle nuove finalità ambientali, dall'altro, hanno riaperto in termini problematici la riflessione sulla razionalità, le finalità, gli strumenti e gli obiettivi dei programmi di controllo e gestione della domanda così come sui ruoli

relativi dei diversi soggetti coinvolti nel loro sostegno e attuazione (il governo, il regolatore, l'azienda energetica e le società di servizi energetici, i consumatori).

**Recuperi di efficienza
energetica e loro potenziale**

Alla luce dell'esperienza dei programmi di *DSM* realizzati in numerosi paesi, il potenziale di recuperi di efficienza offerto dagli interventi risulta significativo. In mercati come quello anglosassone il costo medio dell'unità di energia risparmiata rappresenta circa un terzo del prezzo di acquisto dell'energia da parte delle aziende distributrici e, a seconda dei programmi, fra il 40 e l'80 per cento del costo di produzione di energia da nuove centrali¹³.

I recuperi di efficienza energetica negli anni ottanta, sia per un effetto di prezzo sia grazie alle politiche di risparmio energetico avviate, sono stati significativi; negli anni novanta invece la riduzione dei prezzi dell'energia, legata in particolare al calo dei prezzi del petrolio all'inizio del decennio e la persistenza di barriere all'efficienza (vedi *infra*), ha fatto registrare un sostanziale rallentamento dei recuperi di efficienza energetica. Mentre nel periodo 1985-90 il tasso medio annuo di recuperi in intensità energetica nei paesi Ue è stato del 2 per cento¹⁴, negli anni novanta si è ridotto di circa un terzo.

**Barriere all'efficienza
energetica, liberalizzazione
e regolazione**

La razionalità economica dell'intervento pubblico a sostegno dei programmi di *DSM*, di norma finanziati attraverso un prelievo in tariffa imposto dal regolatore, risiede nell'identificazione di alcune barriere all'efficienza energetica interpretate quali "fallimenti del mercato". Queste tipicamente si identificano con le asimmetrie informative a scapito dei consumatori, le imperfezioni dei mercati di capitali, la separazione fra colui che sostiene il costo dell'investimento in efficienza energetica e colui che ne beneficia, strutture tariffarie che non riflettono i costi marginali, la mancata inclusione nel prezzo dell'energia delle esternalità ambientali, i costi di transazione dei mercati per i servizi energetici e la mancata "scissione" (*decoupling*) fra profitti e vendite che caratterizza le imprese energetiche verticalmente integrate.

I cambiamenti strutturali e istituzionali che comporta la progressiva liberalizzazione dei settori energetici evidenziano alcuni aspetti chiave destinati a modificare la razionalità e le modalità di intervento in questo settore. Fra questi:

- le "barriere all'efficienza energetica" cambiano natura e dimensione aprendo nuove opportunità in alcuni segmenti di mercato e creando nuove rigidità in altri;
- l'affermarsi degli obiettivi ambientali, contestualmente alla diminuzione strutturale dei prezzi energetici, sposta l'accento dagli obiettivi di conserva-

zione e risparmio dell'energia che caratterizzavano l'intervento degli anni settanta e ottanta all'efficienza degli utilizzi;

- emergono nuovi potenziali disincentivi all'efficienza dalla regolazione dei segmenti dei settori energetici caratterizzati da monopolio naturale, come l'inserimento di elementi correlati ai volumi di energia venduta nelle formule di controllo dei prezzi di distribuzione e le modalità di separazione fra le attività di distribuzione e vendita di energia (attività che per loro natura hanno incentivi diversi e contrapposti alla promozione e vendita di servizi di efficienza energetica);
- l'analisi degli investimenti in efficienza energetica evidenzia differenze significative nei tassi di rendimento atteso per le diverse tipologie di utenza che si affacciano sul mercato libero. Il rischio dell'investimento in efficienza energetica per il consumatore domestico (in particolare se appartenente a categorie socialmente o economicamente svantaggiate) risulta ad esempio più alto di quello dell'utente industriale, in quanto l'investimento per il consumatore domestico presenta di norma costi e rischi più elevati. Infatti, a differenza del consumatore industriale, egli da un lato subisce condizioni di accesso al credito più onerose e dall'altro affronta maggiori difficoltà di realizzare o scambiare l'incremento di valore incorporato nei beni di consumo durevole e nell'abitazione attraverso gli investimenti in *DSM*.

L'emergere di questi fattori suggerisce alcune implicazioni importanti per l'attività di regolazione stessa in questo ambito.

In primo luogo, nella misura in cui gli obiettivi generali degli interventi di *DSM* coincidono con obiettivi ambientali di rilevanza sistemica, quale il contenimento delle emissioni dei gas serra, l'intervento del regolatore deve essere necessariamente affiancato da interventi pubblici di natura più generale fra cui la leva fiscale.

In secondo luogo, è opportuno che, prima di valutare l'adozione di incentivi diretti da porre in tariffa per il sostegno ai programmi di *DSM*, il regolatore provveda all'eliminazione di eventuali disincentivi all'efficienza energetica insiti nei meccanismi di regolazione stessa.

Infine, è necessario che nella definizione degli strumenti di intervento, ovvero nella selezione dei programmi di *DSM* a cui dare sostegno finanziario, vengano definite con precisione le categorie di utenza su cui sono mirati gli interventi e sia valutata con chiarezza l'efficacia economica degli interventi proposti che possono essere selezionati anche con procedure di gara.

L'obiettivo dell'efficienza energetica nei settori regolati dall'Autorità

Il legislatore italiano, nella definizione dei lineamenti istituzionali e delle competenze delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità attuato con la legge n. 481/95, ha voluto prestare un'attenzione particolare agli obiettivi di uso efficiente delle risorse. Questi rientrano con la tutela sociale e ambientale fra le finalità generali con cui devono essere armonizzati gli obiettivi economico-finanziari sottostanti alla regolazione tariffaria. In particolare, l'Autorità deve tenere conto, nella definizione dei parametri della formula tariffaria, dei costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (art. 2, comma 19, lettera c).

Nelle *Linee guida* per la definizione del nuovo ordinamento per le tariffe di fornitura di energia elettrica, definite in forma di proposte per la consultazione dall'Autorità nel marzo del 1998 (cfr. Capitolo 4 e *Relazione* annuale sul 1997) si proponeva, in coerenza con il dettato legislativo, il riconoscimento in tariffa di una componente mirata agli interventi di controllo e gestione della domanda di energia.

Le *Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione dei gas serra*, approvate con delibera Cipe del 19 novembre 1998, assegnano a interventi di contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, abitativo e terziario un obiettivo di riduzione pari a poco meno del 26 per cento di quello complessivo (da un minimo di 24 ad un massimo di 29 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente nel periodo 2008-2012). Di particolare rilevanza per la riduzione dei consumi energetici saranno i provvedimenti relativi a:

- promozione di programmi di informazione sui cambiamenti climatici industriali (da attuarsi entro il 30 aprile 1999);
- definizione dei criteri per l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili (di cui alla Direttiva 96/61/CE) ai fini della migliore efficienza energetica degli impianti industriali (da attuarsi entro il 30 giugno 1999);
- definizione di standard e linee guida per la riduzione dei consumi energetici nei settori industriali e terziario (da attuarsi entro la stessa data);
- definizione di standard e linee guida per l'uso di dispositivi energetici più efficienti e per la riduzione dei consumi per il riscaldamento e il condizionamento nel settore dell'edilizia civile (da attuarsi entro il 31 dicembre 1999).

Il decreto legislativo del 16 marzo 1999, n. 79 di attuazione della Direttiva 96/92/CE (art. 9, comma 1) prevede che il Ministero dell'industria, del commercio e l'artigianato, di concerto con il Ministero dell'ambiente, stabilisca, entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto stesso, gli obiettivi quantitativi di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia. Misure atte al conseguimento di questi obiettivi dovranno altresì essere previste nell'ambito delle concessioni per l'attività di distribuzione rilasciate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

L'inquinamento da campi elettromagnetici: la regolamentazione in Italia e in Europa

Il dibattito sulla regolamentazione dell'esposizione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici ha acquisito negli ultimi anni un notevole rilievo sia a livello nazionale, sia europeo. Mentre continuano gli sforzi della comunità scientifica internazionale per ridurre l'incertezza circa i possibili *effetti cronici* (cioè legati ad una esposizione prolungata), a fronte della crescente attenzione della pubblica opinione per gli effetti sia di breve che di lungo termine diversi stati membri dell'Unione europea, la Commissione europea stessa e alcuni paesi terzi stanno esaminando l'opportunità di adottare misure di protezione.

La normativa italiana

Per le frequenze elettriche, l'esposizione ai campi elettrici e magnetici per l'ambiente esterno e abitativo è attualmente regolamentata in Italia dalle disposizioni contenute nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 23 aprile 1992 (di seguito dPCm 1992) e successive modificazioni.

Il decreto fissa due tipi di limiti:

- limiti di intensità per il campo elettrico e per il campo magnetico in funzione del numero di ore/giorno di esposizione in *aree o ambienti in cui ci si possa ragionevolmente attendere che individui della popolazione trascorrono una parte significativa della giornata* (art.4)¹⁵;
- limiti relativi alla distanza minima dei *fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporta tempi di permanenza prolungati* dalle linee elettriche esterne: 10 metri nel caso di linee a 132 kV, 18 metri nel caso di linee a 220 kV e 28 metri nel caso di linee a 380 kV (art.5).

I limiti di intensità indicati all'art. 4 del dPCm del 1992 sono in linea con le indicazioni internazionali per gli effetti a breve fornite dalla *International Commission on Non-Ionising Radiation Protection (ICNIRP)*, e trasferite da vari paesi negli ordinamenti o in raccomandazioni nazionali; i limiti di distanza fissati dall'art. 5, tradotti in termini di valori di campo, sono invece molto prudenziali rispetto a quelli stabiliti dall'art. 4. Su queste basi, il dPCm prevedeva anche piani di risanamento da concludersi entro il 2004.

Un successivo dPCm del 28 settembre 1995 ha sospeso, per gli interventi di risanamento, l'obbligo di rispettare le distanze minime stabilite dall'art. 5 del dPCm 1992; i limiti indicati da tale norma restano invece in vigore per gli elettrodotti di nuova costruzione.

Nel corso degli anni sono state proposte varie iniziative legislative a livello regionale che, a differenza delle disposizioni nazionali, prendono in considerazione anche gli effetti a lungo termine; è questo il caso della Regione Veneto e della Regione Lazio. In entrambi i casi, tuttavia, si trattava di proposte di