



DEPARTMENT OF ECONOMICS
UNIVERSITY OF MILAN - BICOCCA

WORKING PAPER SERIES

**L'Energy Policy Act 2005 degli Stati Uniti:
una politica energetica nuova "ma non troppo"**

Graziella Marzi

No. 94 - November 2005

Dipartimento di Economia Politica
Università degli Studi di Milano - Bicocca
<http://dipeco.economia.unimib.it>

L'Energy Policy Act 2005 degli Stati Uniti: una politica energetica nuova "ma non troppo"

Graziella Marzi
Dipartimento di Economia Politica
Università degli Studi di Milano – Bicocca
graziella.marzi@unimib.it

Novembre 2005

Abstract

Negli Stati Uniti, il lungo dibattito sulla politica energetica si è concluso con l'approvazione di una legge che ha l'obiettivo dichiarato di garantire un'offerta di energia sicura, accessibile ed affidabile. La legge interviene sul processo di ristrutturazione in corso nel settore elettrico e sull'offerta delle fonti di energia. In questo articolo si rileva che le norme destinate ad influenzare direttamente il funzionamento del settore elettrico sono innovative della prassi regolatoria e del ruolo delle istituzioni federali, mentre le disposizioni e gli incentivi relativi alle fonti di energia, evidenziano piuttosto l'intenzione di mantenere la composizione attuale delle fonti di energia. La legge favorisce, infatti, l'aumento dell'offerta di combustibili fossili e di energia nucleare. Gli incentivi per le energie rinnovabili e per migliorare l'efficienza energetica sono invece più contenuti e non si prevede alcun impegno per l'adozione di un protocollo per le energie rinnovabili in linea o analogo a quello di Kyoto.

Introduzione

Il Congresso degli Stati Uniti ha approvato il 29 luglio e il Presidente Bush ha firmato l'8 agosto 2005, trasformandola in legge, la proposta dei senatori Dominici e Burton nota ora come Energy Policy Act 2005. L'obiettivo dichiarato della legge è quello di disporre di energia sicura, accessibile ed affidabile, mediante misure dirette ad aumentare l'offerta di combustibili fossili e di energia nucleare, di ricercare una maggiore efficienza energetica e di creare gli incentivi per favorire la crescita delle fonti di energia rinnovabile.

Con l'Energy Policy Act 2005 si traduce in legge l'ultima, in ordine di tempo, di una lunga serie di proposte di legge (oltre 30) avanzate presso il Congresso degli Stati Uniti nel corso degli ultimi tredici anni. E' evidente che il dibattito sulla politica energetica sia stato piuttosto lungo e che il testo finale della legge risenta di alcuni compromessi. L'approvazione della legge è avvenuta nel momento in cui le richieste, avanzate da tempo, di un intervento federale organico nel settore elettrico per garantire l'affidabilità del servizio e per integrare i numerosi provvedimenti, già posti in essere in diversi stati, abbiano tratto un innegabile sostegno dai problemi energetici emersi in diverse parti del paese e dalla convinzione della necessità di raggiungere una maggiore indipendenza energetica dall'estero.

La legge approvata persegue pertanto il progetto di definire una nuova politica energetica per gli Stati Uniti nell'ambito della quale vengono introdotte numerose norme destinate ad incidere sulla struttura del settore elettrico.

La legge è stata accolta subito con molto interesse ma con altrettante critiche ed offre numerosi spunti di riflessione. Si tratta infatti di un vasto impianto normativo che si sviluppa lungo un testo di 1725 pagine e che prefigura circa 85 miliardi di dollari in contributi e crediti d'imposta.

I molteplici percorsi previsti per raggiungere l'obiettivo di garantire un'offerta di energia più sicura, accessibile ed autonoma consentono diversi piani di lettura della legge. In questo articolo si cercherà di capire come le decisioni normative assunte potranno condizionare, in particolare, l'evoluzione del settore elettrico.

1. Il settore elettrico degli Stati Uniti.

Il modello di settore elettrico prevalente nei diversi stati, per la maggior parte del secolo appena trascorso, era caratterizzato da un sistema di monopoli locali verticalmente integrati che svolgevano le attività di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Vi erano significative barriere allo scambio di energia tra gli stati. Le imprese avevano la responsabilità di mantenere l'equilibrio tra i flussi programmati e i flussi effettivi di elettricità in base ad un sistema di previsione della propria domanda e della generazione richiesta e stipulavano contratti a lungo termine per l'acquisto dei combustibili necessari alla generazione e contratti bilaterali di breve e lungo termine per fronteggiare le variazioni e gli incrementi della domanda.

La regolazione dei monopoli, infine, si articolava su due livelli: quella federale essenzialmente limitata alla regolazione degli scambi interstatali¹ e quella statale che applicava il modello di regolazione del tipo "cost-of-service" (o "rate-of-return") fondato prevalentemente sul riconoscimento dei costi sostenuti dalle utilities e di un saggio di rendimento adeguato del capitale investito.

Le prime iniziative di ristrutturazione del settore elettrico prendono l'avvio nel corso degli anni '90 e sono motivate dall'emergere di un significativo divario tra le tariffe elettriche di alcuni stati – in particolare della California e degli stati del nord ovest – e quelle degli altri stati americani e tra le tariffe finali ed i costi medi di produzione di lungo periodo. I grandi consumatori degli stati dove i prezzi dell'elettricità erano più elevati, avevano chiesto interventi legislativi per ottenere la liberalizzazione del settore elettrico, favoriti in questo anche da un diffuso atteggiamento pro-concorrenza e dalla disponibilità di nuove tecnologie per la generazione. L'idea fondante era che i mercati all'ingrosso dell'energia potevano funzionare con modalità concorrenziali e, più in generale, che l'introduzione della concorrenza in tutti i segmenti dell'industria non caratterizzati da monopolio naturale avrebbe migliorato l'efficienza e portato ad una riduzione dei prezzi per gli utenti finali.

¹ Il regolatore federale (Federal Energy Regulatory Commission – FERC) era responsabile per le vendite all'ingrosso e aveva inoltre la competenza sui prezzi della trasmissione per i servizi forniti in modo separato ("unbundled") tra le utilities che effettuavano gli scambi all'ingrosso. La maggior parte dei servizi di trasmissione restava pertanto esclusa dal controllo del FERC perché recuperata in modo non disaggregato ("bundled") nel prezzo finale dell'energia, comprensivo anche del servizio di trasmissione.

Alcuni stati, a partire dalla seconda metà degli anni '90 avevano così avviato un percorso di ristrutturazione nell'ambito delle proprie competenze. Per meglio comprendere queste scelte occorre anche tenere presente quale fosse l'atteggiamento dominante e le decisioni assunte a livello federale, sia legislativo che regolatorio, a partire dalla fine degli anni Settanta, nel tentativo di fronteggiare la crisi energetica di quel periodo. Ciò ci consentirà, più avanti, di capire come si collocano gli interventi previsti dalla nuova legge federale.

La crisi energetica degli anni '70, caratterizzata dall'aumento dei prezzi dei combustibili fossili, da un eccesso di capacità degli impianti nucleari ed a carbone ma anche da una maggiore sensibilità ai problemi ambientali, avevano portato all'approvazione della legge federale PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) del 1978. Questa legge favoriva la nascita di progetti di generazione indipendenti che comportavano la costruzione di impianti di dimensioni contenute, di facile localizzazione e di minore impatto ambientale anche perché incoraggiano l'uso di energie alternative. La legge istituiva le Qualifying facilities (QFs) che potevano produrre solo, o prevalentemente, con energie alternative o mediante cogenerazione, erano esenti dal PUHCA² (Public Holding Company Act), e avevano la garanzia che la loro produzione sarebbe stata acquistata dalle utilities ad un prezzo non superiore al costo evitato di queste ultime³.

Successivamente, l'Energy Policy Act (Epack) del 1992 aveva creato una nuova categoria di generatori (Exempt Wholesale Generators - EWGs) non sottoposti al vincolo del PUHCA. Questa legge riconosceva ai generatori, che non si caratterizzavano come utilities, il diritto di effettuare la trasmissione dell'energia elettrica all'ingrosso⁴.

² La legge fu introdotta nel 1935 per controllare il potere di poche holding energetiche che, tra il 1920 e il 1930, possedevano molte piccole utilities distribuite nei diversi stati. Il carattere soprannazionale delle holding le poneva tuttavia al di fuori del controllo dei singoli stati. La legge richiedeva che le holding, in possesso di oltre il 10% di una utility, dovessero registrarsi presso la Security Exchange Commission (SEC) e fornissero una contabilità dettagliata delle loro transazioni finanziarie. Inoltre, per consentire il controllo da parte dei singoli stati, venne introdotta la distinzione tra società "registrate" ed "esonerate" (*exempt*) dalla registrazione. Per appartenere a quest'ultima categoria le società devono accettare un vincolo geografico, ovvero essere intrastatali, e limitarsi all'attività di fornitura di un solo servizio pubblico. A dicembre 1998 le società registrate erano solo 15 mentre le exempt erano 165 (EIA 2000).

³ Per favorire lo sviluppo di questa categoria di produttori, alcuni stati - come la California - avevano definito dei prezzi di vendita dell'energia molto alti, basati su proiezioni non realistiche dei costi evitati.

⁴ L'autorità di regolazione federale (FERC) aveva infatti, a sua volta, incentivato lo sviluppo di una categoria di produttori indipendenti, IPPs, che potevano vendere l'energia solo all'ingrosso. Questi produttori, diversamente dalle

Nelle intenzioni dei legislatori, le due leggi, determinando l'emergere di diverse categorie di generatori, avrebbero potuto favorire la diffusione della concorrenza nella generazione⁵. L'ultima legge, in particolare, aveva rappresentato una tappa fondamentale nel percorso di ristrutturazione del settore elettrico degli Stati Uniti perché, per la prima volta, imponeva alle utilities l'obbligo di consentire ad altri soggetti l'accesso alle loro reti di trasmissione.

Sempre a livello federale, nel 1996 la FERC aveva implementato le disposizioni dell'Epact 1992 con due interventi (Orders n.888/889), che stabilivano i meccanismi di accesso alla trasmissione ed introducevano le linee guida per la creazione degli Independent System Operator (ISO), ovvero i gestori delle reti di trasmissione a cui le utilities avrebbero potuto conferire il controllo delle loro reti.

Nell'ambito delle disposizioni definite a livello federale, la scelta di ristrutturare il settore elettrico restava di esclusiva competenza dei singoli stati. Questi potevano procedere a deregolamentare anche il mercato al dettaglio, per consentire l'introduzione della concorrenza nel segmento della vendita finale, dal momento che la regolazione delle tariffe elettriche finali è di competenza statale.

Il primo stato a dotarsi, con legge propria, di un mercato dell'energia elettrica fu la California, nel 1996. Successivamente furono istituiti altri mercati: PJM Interconnection Independent System Operator (PJM ISO)⁶, New England, New York, Texas e Midwest ISO.

Nell'agosto del 1999 tutti gli stati avevano ormai valutato la possibilità ed alcuni avevano già avviato il processo di ristrutturazione il settore elettrico. Tuttavia, diversi stati, che disponevano di elettricità a basso costo, avevano resistito alle spinte di procedere alla ristrutturazione del proprio settore ed alla creazione di un mercato nazionale integrato dell'energia, evitando – in alcuni casi - di migliorare la propria rete di trasmissione allo scopo di mettere al riparo dalla concorrenza le proprie società verticalmente integrate. Si tratta degli stati del sud che disponevano, in generale, di un

QFs, non erano vincolati ad alcuna tipologia produttiva ma non avevano le garanzie di collocazione dell'energia prodotta sul mercato e dovevano rispettare gli obblighi imposti dal PUHCA. Tale vincolo era stato successivamente abolito dall'Epact 1992.

⁵ A questo proposito si possono vedere i contributi di Van Doren *et al.*, 2004; Joskow, 2005; Lenard 2005.

⁶ Il PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland) rappresenta la prima organizzazione formata da più stati ed è la struttura di mercato più efficiente attualmente in funzione.

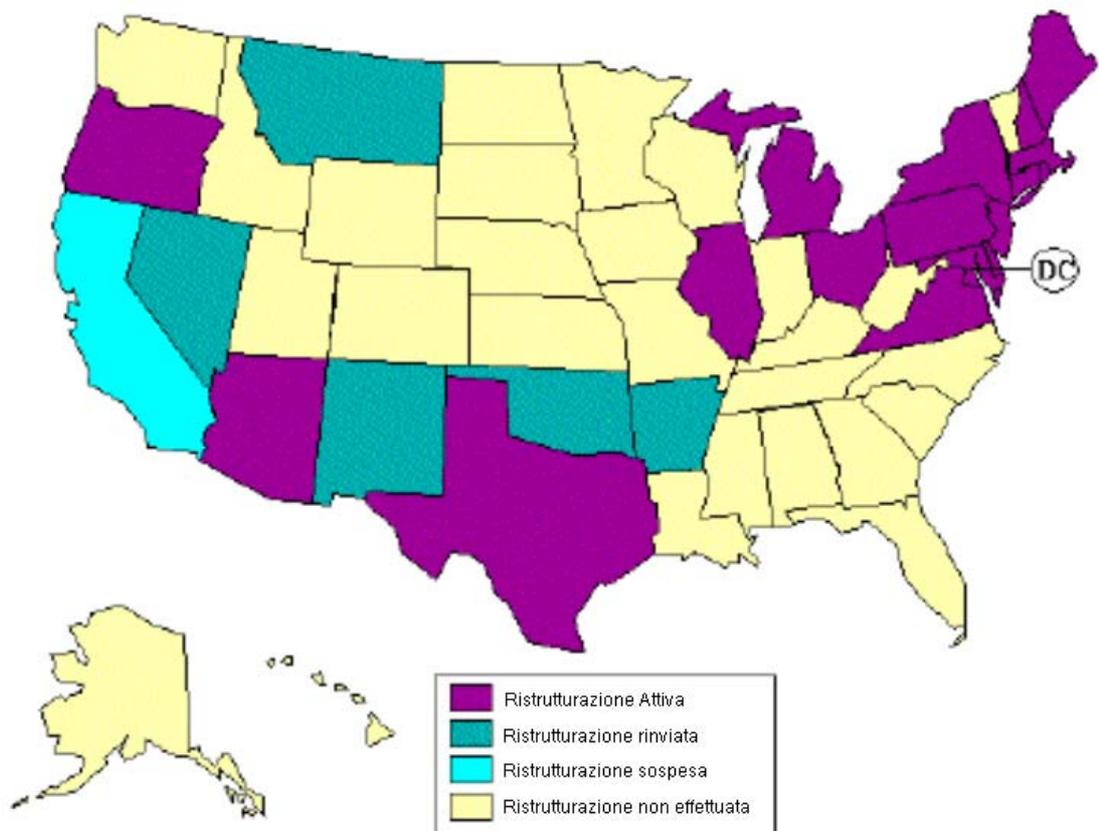
eccesso di capacità di generazione e di alcuni stati dell'ovest dove l'energia veniva scambiata sulla base di contratti bilaterali a lungo termine.

La crisi energetica della California nel 2000-2001⁷, che si era accompagnata al fallimento della società Enron ed al collasso finanziario di alcune società di generazione e di trading; il blackout nel nord-est del paese; la mancata evidenza di significativi guadagni di efficienza, avevano poi indotto molti stati a rinviare o cancellare i propri programmi di ristrutturazione.

Il settore elettrico si presenta ora a macchia di leopardo e ciò ha rafforzato la richiesta di interventi a livello federale per la creazione di un settore elettrico nazionale più integrato.

Fig. 1 La struttura del sistema elettrico

Energy Information Administration –Department of Energy (EIA-DoE), *Status of State Electric Industry Restructuring Activity*, February 2003.



⁷ Joskow (2001); Marzi (2001) per ulteriori approfondimenti sulla crisi californiana.

In mancanza di interventi legislativi sollecitati da più parti, soprattutto dopo la crisi della California, la FERC era comunque intervenuta a sostenere la politica della concorrenza con nuove disposizioni (Order n.2000). Con questo intervento la FERC considerava impraticabile la scelta, di separare la proprietà della rete di trasmissione dal suo controllo⁸ e proponeva la creazione di organismi regionali di trasmissione (Regional Transmission Operators – RTOs). La FERC si faceva così paladina di un modello di ristrutturazione che, da un lato, affidava la trasmissione a pochi operatori regionali⁹ e, dall'altro, prefigurava la definizione di un sistema di regole per il funzionamento dei mercati all'ingrosso definite sulla base di requisiti alquanto rigidi. Infatti, in una proposta del 2002, nota come Standard Market Design (SMD), la FERC indicava, con un dettaglio sconosciuto alla prassi regolatoria statunitense, le modalità di funzionamento dei mercati elettrici e delle istituzioni¹⁰ connesse che avrebbe dovuto rappresentare lo schema di riferimento per tutti i mercati all'ingrosso del paese.

Un sistema di regole così vincolante era chiaramente dettato dall'idea che il fallimento del mercato californiano fosse stato in larga misura determinato dall'inadeguatezza di disegno del mercato elettrico. Come inevitabile conseguenza la proposta aveva incontrato subito una notevole opposizione da parte degli stati ed è stata del tutto abbandonata nel 2005, già prima dell'approvazione della nuova legge.

Attualmente, solo 17 stati hanno implementato completamente il processo di ristrutturazione, liberalizzando l'accesso a tutti i consumatori finali; 2 stati consentono l'accesso solo ai grandi consumatori; 6 stati hanno approvato leggi di ristrutturazione ma non le hanno implementate o le hanno abrogate e 26 stati non hanno approvato alcuna legge (EIA-DOE 2003).

⁸ La decisione del FERC di abolire la separazione tra proprietà e gestione della rete, che aveva introdotto in precedenza con l'Order n.888, era legata alle difficoltà di definire un adeguato sistema di incentivi per il funzionamento efficiente della rete. Il nuovo Order n.2000 prevedeva invece la possibilità di creare delle transco, ovvero delle società di trasmissione gestite dai proprietari e che operano con fini di profitto.

⁹ Il numero delle istituzioni preposte alla trasmissione sono attualmente sei se si considera anche ERCOT. Quest'ultimo è l'ISO che opera interamente entro i confini dello stato del Texas e che, per questo motivo, non ricade sotto la giurisdizione federale della FERC ma dell'agenzia di regolazione statale (Public Utility Commission of Texas).

¹⁰ In particolare il SMD, in contrasto con il precedente intervento (Order n.2000) non consentiva più la creazione delle transco (Rose 2004).

Ciò equivale sostanzialmente a dire che poco meno della metà degli utenti degli Stati Uniti ottiene l'elettricità tramite organizzazioni di trasmissione regionali (RTOs) o indipendenti (ISOs) le quali operano sulla base del principio dell'accesso non discriminatorio alle reti e che gestiscono mercati all'ingrosso concorrenziali.

Ad un decennio dai primi tentativi di ristrutturazione dei settori elettrici, la diffusione della concorrenza nei mercati elettrici si presenta dunque come un problema molto più complesso di quanto previsto. In particolare appare concreta la possibilità dell'esercizio del potere di mercato legata alle caratteristiche fisiche dell'elettricità, soprattutto alla sua non immagazzinabilità, ma anche alla presenza di vincoli alla trasmissione, alla concentrazione della proprietà della generazione ed alla rigidità della domanda. Con riferimento agli esiti prodotti dai mercati, è comprensibile la preoccupazione della FERC, chiamata a controllare e contrastare l'esercizio del potere di mercato, ed i suoi interventi relativi al disegno dei mercati elettrici. Tuttavia, il fatto che in alcuni casi, come nei mercati all'ingrosso del PJM, di NY e del New England, i prezzi dell'elettricità, depurati dagli incrementi di prezzo dei combustibili e dall'inflazione, siano diminuiti depone a favore dell'introduzione di meccanismi concorrenziali e si contrappone alla tesi di coloro che, persa la fiducia nelle riforme pro-concorrenza, auspicano il ritorno ad un mondo di utilities verticalmente integrate¹¹.

Mentre la crisi della California ha messo in evidenza le difficoltà di funzionamento dei mercati elettrici, il blackout dell'agosto 2003 ha invece sottolineato il problema dell'affidabilità della fornitura di energia elettrica. Questo fenomeno, comune anche al modello delle utilities verticalmente integrate¹², pone nei mercati ristrutturati il problema nei termini di come creare gli incentivi per investire in capacità di generazione e di trasmissione adeguata. La creazione di tale capacità non è rilevante solo per la sicurezza del sistema elettrico ma, insieme agli interventi diretti a rendere più sensibile la domanda alle variazioni dei prezzi, rappresenta un modo efficace per contrastare l'esercizio del potere di mercato sui mercati elettrici.

¹¹ Questa posizione è condivisa tra gli altri, da Rose (2004) e Van Doren (2004).

¹² Il blackout del 1965, a New York e lungo la costa orientale degli Stati Uniti, aveva portato alla istituzione del North American Electric Reliability Council (NERC). Tuttavia, ciò non aveva impedito che i blackout si ripetessero ancora nel corso degli anni '80.

In un sistema elettrico nazionale diviso sostanzialmente a metà tra la scelta di mantenere il vecchio modello e quella di proseguire nell'adozione del nuovo modello, due punti deboli del percorso di ristrutturazione sembrano emergere. Il primo punto è rappresentato dall'inadeguatezza della politica della trasmissione, indispensabile allo sviluppo dei mercati elettrici, che deve fondarsi su meccanismi che incentivano gli investimenti, oltre che sulla semplificazione dei percorsi burocratici e su una migliore definizione delle competenze delle autorità di regolazione. Il secondo punto è invece relativo al ruolo che deve essere riconosciuto alla domanda nella fissazione dei prezzi sui mercati elettrici.

Entrambi sono indispensabili per garantire affidabilità del sistema elettrico e contrastare l'esercizio del potere sui mercati elettrici e se adeguatamente affrontati, possono consentire di procedere lungo il percorso di ristrutturazione.

2. Il futuro del settore elettrico.

Le brevi considerazioni svolte in precedenza sulla struttura del settore elettrico ci consentono ora di comprendere meglio le nuove disposizioni legislative.

Le norme dell'Energy Policy Act 2005, relative al settore elettrico, investono in particolare due aspetti sostanziali del suo funzionamento. Un primo insieme di disposizioni, raccolto nella sezione intitolata in modo significativo "Legge di modernizzazione dell'elettricità del 2005", riguarda direttamente il funzionamento del settore e la tutela degli utenti. Un altro insieme di disposizioni investe invece il ruolo delle fonti di energia, importante per il sistema economico nel suo complesso, ma in particolare per la produzione di elettricità. La legge contiene poi altre norme che riguardano il settore elettrico in modo più indiretto. Si tratta delle norme volte a migliorare l'efficienza energetica e ad incentivare la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie per sviluppare un'offerta differenziata di fonti energetiche.

2.1 Interventi sul funzionamento del settore elettrico

Le disposizioni legislative destinate ad influenzare direttamente il settore elettrico sono sinteticamente riconducibili alla:

- definizione degli standard di affidabilità del servizio;
- modernizzazione delle infrastrutture e modelli tariffari di trasmissione;

- abolizione di precedenti norme legislative, restrittive della concorrenza;
- trasparenza del mercato e tutela dei consumatori.

I primi tre punti vanno quindi nella direzione di favorire la diffusione della concorrenza, l'ultimo è soprattutto diretto a tutelare l'utenza finale ed a favorirne una maggiore presenza sui mercati elettrici.

Definizione degli standard di affidabilità del servizio

Il problema dell'affidabilità del servizio viene affrontato introducendo l'obbligatorietà di regole da definirsi, entro 6 mesi, da parte di organi di nuova istituzione (Electric Reliability Organisation – ERO) controllati dalla FERC. A queste norme dovranno attenersi tutti gli utenti, gli operatori ed i proprietari della rete di trasmissione nazionale.

I legislatori affrontano pertanto le problematiche legate al funzionamento del settore elettrico attribuendo un ruolo centrale alla trasmissione elettrica che viene ritenuta indispensabile per garantire l'affidabilità del sistema, ma anche per consentire la crescita e lo sviluppo dei mercati finali.

Modernizzazione delle infrastrutture e modelli tariffari di trasmissione

A questo proposito, la legge considera, innanzitutto, il problema della localizzazione delle infrastrutture della trasmissione attribuendo al Dipartimento dell'Energia (Department of Energy - DOE) il compito di definire i “corridoi privilegiati per la trasmissione di energia di interesse nazionale”, ovvero i percorsi dove si manifestano fenomeni di congestione nella trasmissione. Alla FERC viene riconosciuta la competenza di attribuire i diritti di localizzazione lungo tali corridoi qualora gli stati coinvolti non possano o non intendano attribuire tali diritti.

L'intenzione della legge di favorire gli investimenti in infrastrutture di rete appare poi evidente dalla richiesta alla FERC di definire, entro un anno dall'attuazione della legge, delle politiche relative ai prezzi di trasmissione che consentano alle imprese di coprire i costi sostenuti e di ottenere un saggio di rendimento del capitale tale da incentivare gli investimenti. Il recupero dei costi sostenuti per migliorare l'affidabilità dovrà avvenire tramite le tariffe applicate all'utenza che dovranno essere “giuste e ragionevoli e non discriminatorie”, come afferma la consueta terminologia regolatoria.

Un altro incentivo di tipo fiscale discende anche dalla disposizione di ridurre il periodo di ammortamento delle infrastrutture da 20 a 15 anni.

Altrettanto evidente è l'intenzione di centralizzare alcune delle decisioni più rilevanti per l'intero sistema elettrico. Questa intenzione trova ulteriore conferma nell'attribuzione al DOE del ruolo di agenzia preposta al coordinamento di tutte le autorizzazioni federali ed ambientali per la localizzazione delle infrastrutture di trasmissione. Al DOE viene anche richiesto di approfondire, in tempi molto brevi, i problemi connessi alla funzione di dispacciamento economico¹³. Quest'interesse sembra prefigurare un futuro intervento anche su tale aspetto del funzionamento del sistema elettrico.

Abolizione di precedenti norme legislative, restrittive della concorrenza

L'abolizione del PUHCA, che diventerà effettiva dal febbraio 2006, e la revisione dell'obbligo per le utilities di acquistare l'elettricità prodotta dalle QFs, prevista dal PURPA, rappresentano i due interventi legislativi immediatamente diretti a favorire la diffusione della concorrenza. Con l'abolizione del PUHCA del 1935, a lungo richiesta dai sostenitori della ristrutturazione del settore elettrico, si elimina una serie di vincoli strutturali e geografici imposti dalla legge alle utilities¹⁴ e viene trasferita dalla SEC alla FERC la competenza di accedere ai bilanci delle holding e delle loro affiliate, qualora ciò si rendesse necessario per tutelare i consumatori finali. Alla FERC viene anche riconosciuta la competenza relativa alle acquisizioni e alle fusioni delle imprese di generazione allo scopo esplicito di evitare che le imprese utilizzino forme di sussidiatura incrociata.

L'abolizione del PUHCA, che restringeva e scoraggiava le integrazioni e le espansioni interstatali, sembra essere destinato a sollecitare un'ondata di investimenti da parte di nuove categorie di soggetti, come gruppi finanziari e industriali nazionali ed esteri, diretta ad ampliare le infrastrutture ed a consentire una maggiore differenziazione nell'attività che, in precedenza, era limitata ad un solo servizio.

¹³ La legge prevede che il DOE debba presentare entro 90 giorni dall'entrata in vigore della legge, un rapporto sulle procedure di dispacciamento applicate e sugli eventuali vantaggi per i consumatori, a livello nazionale e statale, derivanti dall'introduzione di nuove procedure di dispacciamento che coinvolgano anche i generatori che non sono delle utilities

¹⁴ Si tratta delle utilities esonerate (*exempt*) dall'obbligo di registrarsi presso la SEC e di fornire una contabilità dettagliata (si veda nota 3).

Per quanto riguarda la modifica di alcune norme del PURPA, due sono i punti rilevanti. Il primo riguarda l'obbligo di acquisto di energia dalle QFs, imposto alle utilities dal PURPA, che viene ora abrogato in tutti quei casi in cui le QFs possono accedere liberamente ai mercati all'ingrosso dell'energia. Con questa norma la legge intende ridurre i costi di generazione sostenuti dalle utilities e legati all'acquisto di energia al costo evitato che, come si è detto in precedenza, nel tentativo di favorire l'ingresso di nuovi generatori nel sistema era stato fissato, in alcuni casi, a livelli molto elevati. L'obbligo di acquisto aveva così generato una nuova categoria di stranded costs¹⁵ per le utilities e, in quanto tale, rappresentava un disincentivo alla diffusione della concorrenza.

Un secondo intervento, del tutto innovativo della prassi legislativa, è la richiesta alle autorità di regolazione statali, per le utilities sottoposte alla loro competenza, e alle utilities non regolate, di offrire ai consumatori la possibilità di scegliere le tariffe a tempo. Il diritto di accedere alle tariffe a tempo deve valere sia per le diverse classi di consumatori che per i singoli consumatori - in questo caso su loro richiesta – anche se la fornitura dovesse avvenire da parte di soggetti diversi dalle utilities (traders), nel caso in cui uno stato abbia liberalizzato la vendita finale di elettricità.

La legge indica esplicitamente che le tariffe a tempo, devono essere legate alla variazione dei costi di generazione e di acquisto dell'elettricità sostenuti dalle utilities negli scambi all'ingrosso, e fa addirittura riferimento alle diverse tipologie di tariffe¹⁶.

L'obiettivo dichiarato non è soltanto quello di indurre i consumatori ad un uso efficiente dell'elettricità, mediante l'utilizzo di sistemi di misura del consumo di energia e di comunicazione sempre più avanzati, ma anche di consentire una

¹⁵ Con questo termine si intendono i costi che la transizione del mercato elettrico verso una maggiore concorrenza rende irrecuperabili. La scelta del regolatore federale (Order n.888) di consentire il recupero di tali costi si proponeva di tutelare l'integrità finanziaria delle imprese piuttosto che la diffusione della concorrenza.

¹⁶ Si tratta, in particolare, delle tariffe: *time-of-use pricing*, riferite ad intervalli di tempo predefiniti; *critical peak pricing* che prefigurano, nell'ambito delle tariffe time-of-use, la possibilità di avere sconti per la riduzione del consumo in corrispondenza ai periodi di picco; *real time pricing* se i prezzi dell'elettricità, fissati con riferimento ai costi di generazione sostenuti o di acquisto sui mercati all'ingrosso, possono cambiare entro intervalli di tempo orari; *riduzioni* per i grandi consumatori che accettano di ridurre i consumi, in via contrattuale nei momenti di picco, consentendo alle utilities di pianificare in anticipo la capacità di generazione da impegnare.

partecipazione attiva dei consumatori ai programmi diretti a rendere la domanda più sensibile alle variazioni dei prezzi.

In questo modo si cerca di dare una soluzione ad un problema che è rilevante nel percorso di liberalizzazione del settore elettrico ed è legato al ruolo inadeguato che della domanda sui mercati elettrici. Una domanda più elastica favorisce la concorrenza e porta ad abbassare i prezzi. L'indicazione di introdurre tariffe a tempo, ed in particolare quelle legate ai prezzi dei mercati all'ingrosso (*real time pricing*) rappresenta un vero impegno politico a proseguire nel percorso di ristrutturazione del settore elettrico.

Trasparenza del mercato e tutela dei consumatori

La legge persegue l'obiettivo della trasparenza dei prezzi nei mercati dove avviene lo scambio di energia e dei servizi di trasmissione a livello interstatale. La FERC è chiamata a definire una serie di regole adeguate a questo proposito e, per definirle, viene autorizzata ad accedere alle informazioni in possesso delle autorità di regolazione statali, degli operatori e del pubblico. Anche in questo caso ci troviamo di fronte ad un rafforzamento delle competenze della FERC che viene investita dell'ulteriore compito di stabilire la data dei rimborsi dovuti ai consumatori, riducendo così gli attuali tempi di attesa. La legge vieta esplicitamente agli operatori qualsiasi comportamento che si traduca in qualche forma di manipolazione del mercato in violazione delle norme indicate dalla FERC e prevede un significativo inasprimento delle multe per i reati penali e civili commessi in violazione della legge¹⁷.

Ulteriori norme per la tutela dei consumatori vanno poi nella direzione di fare decadere, dopo un'opportuna indagine della FERC, i contratti per la vendita di energia stipulati prima del 20 giugno 2001 - da venditori all'ingrosso, ritenuti poi colpevoli di avere manipolato il mercato elettrico - che avevano portato alla definizione di tariffe ingiuste e non ragionevoli. Si tratta in definitiva di una norma a favore dei consumatori che sono stati colpiti dalla bancarotta di Enron.

Infine si riconosce ai tribunali l'autorità di escludere da posizioni di responsabilità nelle aziende elettriche, i soggetti riconosciuti colpevoli di manipolare il mercato.

¹⁷ Nel caso di reati penali, le multe passano da \$ 5.000 ad 1 milione ed il periodo di detenzione da 2 a 5 anni. Nel caso di reati civili, le multe vanno da \$ 10.000 ad 1 milione per ogni giorno in cui avviene la violazione della legge.

A conclusione di queste prime osservazioni, rileviamo che i legislatori sono intervenuti su alcuni punti chiave del funzionamento del settore elettrico, per i quali il processo di ristrutturazione in corso aveva evidenziato le carenze. Come abbiamo potuto osservare ciò avviene per garantire una maggiore affidabilità del sistema, per tutelare l'utenza e per favorire lo sviluppo delle infrastrutture della trasmissione. Proprio con riferimento a questo ultimo punto osserviamo che la legge tende a centralizzare le decisioni relative alla localizzazione delle infrastrutture attribuendo agli organi governativi ed alla FERC un ruolo preminente anche riconoscendo a quest'ultima nuove competenze. Non si affrontano, invece, alcuni problemi rilevanti, di competenza dei regolatori statali, come il disegno dei mercati elettrici che sembra rinviato ad interventi futuri, come ci suggerisce la richiesta di predisporre un rapporto sul dispacciamento.

2.2 Il ruolo delle fonti di energia.

Molto più complesso è cercare di prefigurare gli effetti delle norme dedicate alle fonti combustibili sull'offerta di elettricità. Per cogliere meglio le intenzioni dei legislatori è opportuno iniziare l'analisi considerando la composizione delle fonti combustibili utilizzate attualmente per la produzione di elettricità negli Stati Uniti ed il suo andamento nel tempo, come mostrano le figure seguenti.

Fig. 2 Produzione totale netta di elettricità per fonti, 1989-2004 (miliardi kWh)

Energy Information Administration (EIA), *Monthly Review*, October 2005.

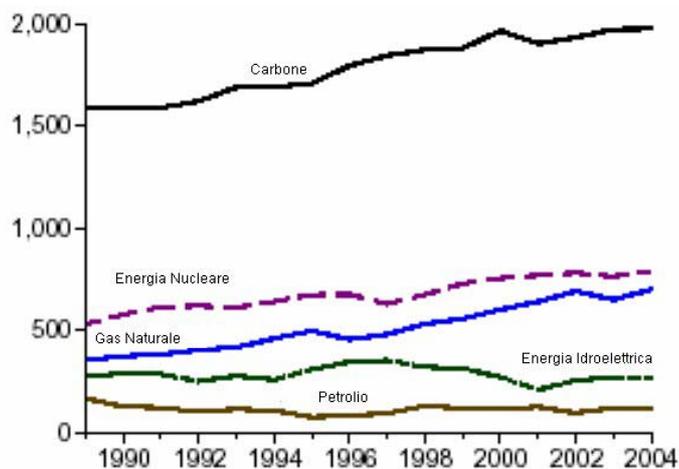
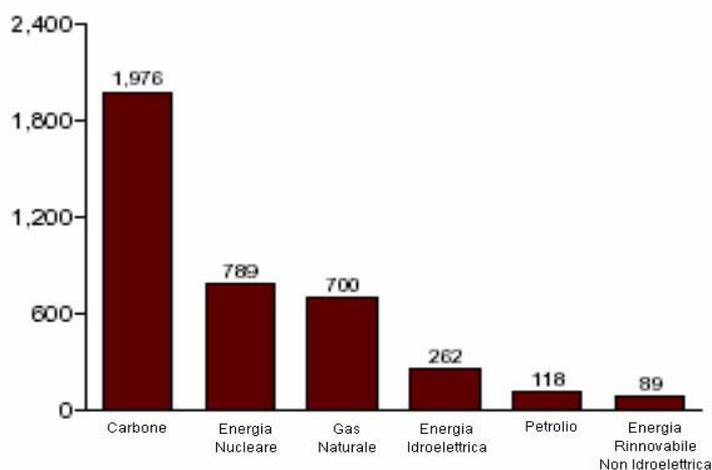


Fig. 3 Produzione totale netta di elettricità per fonti, 2004 (miliardi kWh)

Energy Information Administration (EIA), *Monthly Review*, October 2005



Il ruolo del carbone (50%), dell'energia nucleare (20%) e del gas naturale (18%) appare assolutamente dominante. In particolare, l'aumento della produzione di elettricità, avvenuta nell'ultimo anno¹⁸, ha evidenziato una ulteriore crescita nell'impiego del carbone e, soprattutto, del gas naturale. Le altre fonti combustibili coprono, complessivamente, poco più del 10%. L'energia prodotta da fonte idroelettrica si colloca intorno al 6,6% quella ottenuta dal petrolio al 3% ed infine quella da fonti non rinnovabili supera di poco il 2%.

La struttura produttiva e le risorse esistenti nel paese, unitamente all'aumento del prezzo del gas ed al lento sviluppo di nuove tecnologie, hanno portato i legislatori a confermare, innanzitutto, il ruolo dominante del carbone e dell'energia nucleare con una serie di interventi che garantiscono un rinnovato sviluppo a tali fonti combustibili. Nel caso del carbone ciò passa attraverso il tentativo di rendere tale fonte meno inquinante e quindi più accettabile dal punto di vista della tutela dell'ambiente. La legge favorisce pertanto l'adozione di tecnologie meno inquinanti nell'impiego del

¹⁸ Nel mese di luglio 2005, la generazione netta è aumentata del 7% rispetto a luglio 2004. L'impiego di carbone, nello stessomese, è aumentato del 3%, quello del gas naturale del 23% e quello del petrolio del 8%. Per contro le riserve di carbone sono diminuite del 6% e quelle di petrolio del 17% rispetto al livello dell'anno precedente. (Energy Information Administration - EIA, *Monthly Review*, October 2005).

carbone sia con programmi diretti a finanziare¹⁹ progetti di ricerca sulle tecnologie per la gassificazione e la combustione del carbone sia fornendo incentivi fiscali ai produttori. Si tratta in questo caso, di crediti d'imposta per nuovi investimenti e della riduzione dei periodi di ammortamento per le imprese che hanno fatto investimenti per il controllo delle emissioni.

Nel caso dell'energia nucleare, la legge cerca invece di rafforzare tutti gli aspetti relativi alla sicurezza ed allo smaltimento, definendo numerosi incentivi per la produzione di nuova energia nucleare²⁰, migliorando il trattamento fiscale dei fondi accantonati per il decommissioning degli impianti nucleari²¹ e favorendo lo sviluppo di una nuova generazione di reattori nucleari. E' interessante notare come, in questo caso, l'iniziativa viene attribuita ad una istituzione federale (The Idaho National Laboratories del DOE) presso la quale verrà localizzato il prototipo di reattore, anche se la legge prevede il coinvolgimento di istituzioni scientifiche private e la loro partecipazione ai costi associati a questa iniziativa.

Per quanto riguarda il gas naturale che, come abbiamo visto, rappresenta la terza fonte di combustibile per la produzione di elettricità del paese, la legge interviene soprattutto per garantire un'offerta più sicura. Ciò avviene con la creazione di incentivi per l'estrazione del gas nel Golfo del Messico, la semplificazione del processo di localizzazione delle infrastrutture di rete e di immagazzinaggio del gas, la creazione di incentivi fiscali con la riduzione del periodo di ammortamento delle linee di distribuzione e l'attribuzione alla FERC delle competenze relative a tale localizzazione²². Mancano invece indicazioni per la costruzione di un gasdotto per collegare i giacimenti dell'Alaska con gli altri stati del paese. Il ruolo del DOE si limita in questo caso a relazionare sullo stato di avanzamento degli accordi tra il governo dell'Alaska e le società energetiche. La legge sembra, tuttavia, riconoscere il ruolo che il mercato del gas naturale può avere sui prezzi all'ingrosso del gas dal

¹⁹ Si tratta di un programma governativo (Clean Coal Power Initiative - CCPI) previsto per il periodo 2006-2014, con un finanziamento annuo di \$200 milioni. Il 70% dei fondi verrà destinato a finanziare i progetti che si concentrano sullo sviluppo delle tecnologie per la gassificazione del carbone.

²⁰ La legge prevede, tra l'altro, un credito d'imposta di 1.8 cents per kWh per l'elettricità prodotta dai primi sei nuovi impianti nucleari.

²¹ In questo caso vengono modificate le disposizioni della legge Price Anderson Act che costituisce il quadro legislativo di riferimento per la creazione dei fondi di assicurazione dell'industria e che viene esteso al 31.12.2020.

²² In particolare, per favorire lo sviluppo degli investimenti in terminali LNG si riconosce alla FERC di sospendere il diritto di accesso a terzi di queste infrastrutture.

momento che vieta, esplicitamente, comportamenti diretti a manipolare il mercato del gas naturale e prevede un'inasprimento delle ammende in caso di violazione delle norme definite dalla FERC per il funzionamento e la trasparenza del mercato.

Benché venga affrontato tra i primi articoli, la legge non sembra prestare invece particolare attenzione allo sviluppo delle energie rinnovabili. A parte la richiesta di predisporre un rapporto annuale sulla disponibilità di risorse rinnovabili e sugli avanzamenti delle tecnologie connesse alla loro valorizzazione, gli incentivi previsti consistono, essenzialmente, nel richiedere al governo federale di acquistare una percentuale annua e crescente (a partire dal 3%) di elettricità prodotta da fonti rinnovabili, di proseguire con il progetto di installazione negli edifici pubblici di sistemi ad energia solare e di finanziare un programma di commercializzazione di questi ultimi per la produzione di elettricità. Qualche attenzione è quindi rivolta all'energia fotovoltaica mentre quella eolica, tranne che per l'estensione di crediti d'imposta fino alla fine del 2007, è quasi del tutto trascurata. La fonte rinnovabile a cui viene dato maggiore rilievo è quella idrica. La legge prevede in questo caso, incentivi alla produzione di energia elettrica (credito d'imposta di 1.8 cents per kWh) per i miglioramenti di efficienza e favorisce lo sviluppo di piccoli impianti idroelettrici.

Diversamente dalle attese di molti, la legge non prevede, pertanto, l'impegno di un portafoglio per le energie rinnovabili in linea o analogo al protocollo di Kyoto. I problemi legati al mutamento climatico vengono piuttosto affrontati favorendo l'adozione di tecnologie che presentano una minore intensità di gas serra, come abbiamo visto nel caso del carbone, e il mantenimento dell'energia nucleare che le nuove tecnologie e gli attuali livelli di prezzo di altri combustibili sembrano rendere, in prospettiva, più convenienti.

Il petrolio, come appare dalle figure riportate sopra, rappresenta una fonte relativamente poco significativa ai fini della produzione di energia. Tuttavia nella legge vi è un intero capitolo dedicato al petrolio per la rilevanza che, a livello nazionale, assume la produzione ed il suo consumo destinato, in modo prevalente, al trasporto. Ci limitiamo qui a rilevare che l'obiettivo dichiarato dei legislatori, di garantire la sicurezza dell'offerta ed una maggiore indipendenza dalle importazioni

dagli altri paesi, ha portato a definire numerosi interventi ed incentivi volti ad aumentare l'offerta per il consumo nazionale ed il mantenimento delle riserve²³. Si tratta di incentivi significativi per un'industria che, agli attuali livelli di prezzo del petrolio, consegue rilevanti profitti e alla quale non è stato richiesto di addossarsi alcuna responsabilità per l'uso di un composto chimico (MBTE) che aggiunto alla benzina consente di abbattere i livelli di inquinamento ma che, penetrando nel sottosuolo finisce nelle falde freatiche, come è successo in California, rischiando di provocare danni probabili, anche se non ancora dimostrati, alla salute²⁴.

Accanto alle misure appena considerate, che sono sostanzialmente dirette a mantenere - almeno per qualche anno - l'attuale struttura delle fonti di energia, rileviamo che i legislatori hanno anche tentato di prefigurare una possibile evoluzione di tali fonti, ponendo un'attenzione particolare sullo sviluppo dell'idrogeno e delle celle a combustibile.

L'intento dichiarato della legge è quello di "costruire una matura economia dell'idrogeno" per creare una diversificazione nell'offerta dei combustibili, soprattutto nel settore dei trasporti, al fine ridurre la dipendenza dalle importazioni di petrolio e di ridurre significativamente le emissioni di gas inquinanti.

La legge prevede, in particolare, interventi governativi per sostenere lo sforzo delle ricerche del settore privato allo scopo di sviluppare una tecnologia per produrre, immagazzinare, trasportare e commercializzare l'idrogeno e le celle a combustibile ottenuti con l'impiego di fonti combustibili fossili, rinnovabili o dall'energia nucleare²⁵. La spinta all'idrogeno passa dunque anche attraverso la spinta al nucleare. Le indicazioni della legge intendono rafforzare le iniziative già avviate nel paese tra

²³ Non mancano, tuttavia, alcune contraddizioni. Ad esempio, per favorire il risparmio energetico, la legge crea incentivi per la diffusione delle automobili ibride o che utilizzano fonti alternative, ma non fornisce alcuna indicazione per migliorare gli standard di efficienza delle nuove automobili (Corporate Average Fuel Economy - CAFE). A detta dei tecnici (National Academy of Sciences), sarebbe possibile aumentare di un terzo l'efficienza nei consumi delle vetture, pur mantenendo l'attuale tecnologia. In meno di dieci anni, si potrebbe così generare un risparmio pari alla quota di petrolio importata dai paesi del golfo persico.

²⁴ Senza l'esclusione della clausola di responsabilità la legge non sarebbe stata probabilmente approvata. Il contrasto tra le parti consiste, da un lato, nel chiedere alle società di raffinazione di farsi carico dei costi per il risanamento ambientale dai danni di MBTE, mentre, dall'altro, si chiede di compensare le imprese affinché interrompano la produzione e l'uso dell'additivo.

²⁵ Le somme previste per finanziare i progetti relativi all'idrogeno vanno da \$160 milioni nel 2006 fino a raggiungere \$250 milioni nel 2010. Questa somma verrà poi mantenuta per tutti gli anni seguenti fino al 2020. I finanziamenti destinati ai progetti per le celle a combustibile vanno da \$150 milioni, nel 2006, fino a \$200 milioni nel 2010 e poi di seguito fino al 2020.

governo e società energetiche per sostenere i programmi di ricerca, intraprese da università ed istituti governativi, e farsene promotore presso altri paesi. Benché l'idrogeno sia destinato, in futuro, ad essere utilizzato prevalentemente nel settore dei trasporti, appare evidente che, una volta resosi disponibile in condizioni di sicurezza, questo combustibile potrà modificare anche la struttura delle fonti di energia per la produzione di elettricità. La possibilità di immagazzinarlo potrebbe, ad esempio, consentirne l'uso nei momenti di picco, riducendo per questa via i costi dell'elettricità e rendendo più affidabile il suo trasporto sulle reti.

L'enfasi posta sul ruolo futuro dell'idrogeno e delle celle a combustibile, considerando che i problemi legati alla tecnologia della produzione e del trasporto dell'idrogeno, sono ben lungi dall'essere risolti, rappresenta una chiara indicazione di come gli Stati Uniti intendono affrontare i problemi dell'inquinamento ambientale. E' evidente infatti l'intenzione di procedere adottando i tempi e la flessibilità che gli obblighi soprannazionali, come quelli previsti dal protocollo Kyoto, non consentirebbero.

2.3 Altre disposizioni

Ulteriori indicazioni della legge che possono incidere sulla struttura dell'industria energetica, questa volta dal lato della domanda, sono quelle che rispondono ad uno dei principi ispiratori dichiarati, quello di favorire una maggiore efficienza energetica, al fine di ridurre i consumi di elettricità. In questo caso la legge indica più percorsi. Uno consiste nel chiedere al DOE la definizione di standard di efficienza per molti prodotti industriali e di consumo, come gli elettrodomestici per uso privato e commerciale. Un altro è legato all'introduzione di incentivi, in forma di crediti d'imposta, per le nuove abitazioni costruite secondo norme che favoriscono il risparmio di energia, per l'adozione di tali norme nelle abitazioni già esistenti e per l'installazione di sistemi che utilizzano le energie rinnovabili. Accanto a queste decisioni, anche l'estensione del periodo di ora legale di altre quattro settimane dovrebbe, nelle intenzioni della legge, favorire ulteriormente il risparmio di energia elettrica²⁶.

Considerazioni conclusive

²⁶ Dal mese di marzo del 2007, l'inizio dell'ora legale verrà spostato dalla prima domenica di aprile alla seconda domenica di marzo e dall'ultima domenica di ottobre alla prima domenica di novembre.

La legge è stata subito considerata da molti la sentinella dello status quo, dal momento che tutela e garantisce gli interessi di gran parte dell'industria energetica tradizionale, in particolare quella del petrolio e del carbone. Tuttavia, come si è detto in precedenza, essa è destinata ad incidere significativamente sulla struttura del settore elettrico alla quale abbiamo dedicato particolare attenzione.

I legislatori sono intervenuti sul processo di ristrutturazione in corso nel settore elettrico dimostrando, con le norme introdotte, un vero impegno politico a proseguire nel percorso di ristrutturazione e di liberalizzazione del settore elettrico. La legge cerca infatti di favorire lo sviluppo delle infrastrutture della trasmissione e di rafforzare il ruolo della domanda sui mercati elettrici, indicando esplicitamente che vengano introdotte tariffe a tempo. La legge prevede inoltre l'abolizione delle norme legislative esistenti che ostacolavano la diffusione della concorrenza.

Mentre le norme che investono direttamente il settore elettrico sono innovative della prassi regolatoria e del ruolo delle istituzioni federali, le disposizioni e gli incentivi relativi alle fonti di energia, evidenziano piuttosto l'intenzione di mantenere l'attuale struttura delle fonti di energia. La legge tende a favorire l'aumento dell'offerta di combustibili fossili e riporta, in particolare, l'attenzione sull'energia nucleare che pareva ormai avviata lungo un percorso di progressivo abbandono. Quest'ultima scelta è certamente destinata a condizionare anche quelle di molti altri paesi.

Gli incentivi per le energie rinnovabili sono invece molto più contenuti e rivelano una scarsa fiducia dei legislatori nella capacità di questi di rappresentare delle fonti sicure di approvvigionamento. Ciò è confermato anche dagli impegni per la tutela dell'ambiente, assunti dalla legge. Siamo, in questo caso, in presenza di norme dirette essenzialmente a favorire l'introduzione di nuove tecnologie capaci di ridurre l'emissione di gas serra e che, tuttavia, sono ancora in una fase di ricerca e di sviluppo. Mentre gli impegni a livello internazionale vanno soprattutto nella direzione di promuovere l'adozione di tali tecnologie ai paesi in via di sviluppo con l'impegno di fornire loro l'assistenza adeguata.

In conclusione, ci sembra opportuno sottolineare che la scelta di centralizzare le decisioni relative alla localizzazione delle infrastrutture, attribuendo agli organi governativi ed alla FERC una posizione preminente, e la decisione di garantire

incentivi e sussidi di entità sorprendente, per favorire lo sviluppo di un'offerta delle fonti di energia stabile e sicura, rappresentano un riconoscimento inconsueto, per la politica economica statunitense, del fatto che il mercato possa non funzionare appieno con le sue sole forze e che sono necessari interventi significativi da parte dello stato.

Bibliografia

Lenard T. (2005). *Electricity “Restructuring”*: *What Went Wrong*, The Electricity Journal, n.6, vol.18.

EIA (2000) *The changing structure of the electric Power Industry 2000: An Update*, October.

EIA-DOE (2003). *Status of State Electric Industry Restructuring Activity*, February.

EIA (2005) *Monthly Review*, October.

Joskow P. (2001). *California electricity crisis*, Oxford Review of Economic Policy, vol.17, n.3.

Joskow P. (2005). *Market for Power in United States: An Interim Assessment*, AEI-Brookings Joint Center for Regulatory Studies, Working Paper 05-20;

Marzi G. (2001). *Fallimenti del mercato e fallimenti della regolazione: il caso californiano*, L’Industria, n.2.

Rose K. (2004). *The State of Retail Electricity Markets in the U.S.*, The Electricity Journal, February.

Van Doren P., Taylor J. (2004). *Rethinking Electric Restructuring*, in “Policy Analysis Paper” n.530, Cato Institute, Washington, D.C.;