



*Conferenza Stampa*

**“Cittadini, Sindacato e Imprese nel mercato  
energetico italiano”**  
(sintesi del rapporto IRES – CGIL)

a cura di

*Agostino Megale* (Presidente IRES – CGIL)

*Alessandro Notargiovanni* (Resp. Osservatorio Energia IRES – CGIL)

*Serena Rugiero* (Ricercatrice IRES – CGIL)

Roma, 20 Settembre 2006, Aula della Biblioteca del CNEL

## La Riforma del sistema energetico italiano: risultati e limiti

A partire dall'inizio degli anni Novanta, a seguito dell'emanazione delle prime Direttive comunitarie per la creazione del Mercato unico dell'energia, è stato avviato in Italia il processo di liberalizzazione del mercato energetico interno attraverso l'apertura alla concorrenza dei settori dell'elettricità e del gas, precedentemente dominati da imprese monopolistiche, verticalmente integrate e a proprietà pubblica.

A tale proposito appare opportuno fin d'ora chiarire come sia proprio il passaggio da una politica di nazionalizzazione della produzione e della distribuzione di energia (che all'indomani del secondo dopo guerra aveva trovato legittimazione nelle stringenti esigenze di completamento dell'elettrificazione del Paese e di creazione delle strutture di base per lo sviluppo del settore) ad una politica di liberalizzazione (volta al raggiungimento degli obiettivi di garanzia di standard di servizio più elevati per i cittadini e di rilancio della competitività del sistema economico e dell'occupazione) a costituire il terreno su cui si gioca la partita decisiva della Riforma del sistema energetico italiano.

Tuttavia, sebbene l'Italia si sia dimostrata uno dei Paesi europei che più ha creduto nella liberalizzazione del mercato dell'energia, giacché in nessun altro Paese europeo è stato fatto tanto per ridurre il potere dell'ex-monopolista e lasciare spazi a nuovi soggetti imprenditoriali, si è assistito all'instaurarsi di una situazione ibrida, a metà tra mercato libero e mercato controllato, che ha causato il mancato completamento della Riforma energetica con evidenti ricadute negative sulla percezione dei vincoli e dei costi ed il conseguente oscuramento dei vantaggi del processo stesso; una situazione di stallo, che l'attuale Governo vuole superare, che porta con sé il grave rischio di vedere compromessa alla radice la propria credibilità.

Sono noti gli obiettivi che hanno dato il via ai processi di liberalizzazione in Europa ed alla creazione del Mercato unico: efficienza e competitività del sistema dei servizi e conseguentemente del sistema economico europeo. In Italia vanno però prese in considerazione ulteriori motivazioni, prettamente nazionali, che hanno anticipato i processi di privatizzazione; motivazioni che trovano la loro ragione fondamentale nelle nascente *insofferenza che emergeva a livello diffuso nell'opinione pubblica nei confronti degli ambigui rapporti tra partiti e aziende pubbliche*: i finanziamenti illeciti. D'altro canto non poche aziende facenti capo alle Partecipazioni Statali (la stessa IRI) presentavano bilanci disastrosi che paventavano la bancarotta. Ragioni politiche e ragioni finanziarie - quello che Giuliano Amato ha chiamato il "peccato originale" - avevano convinto i governi di quegli anni a mettere fine all'esperienza italiana dello Stato imprenditore (un referendum popolare aveva addirittura abrogato il Ministero delle Partecipazioni Statali) e lanciare un segnale chiaro alla politica ed ai mercati: che lo Stato in ogni caso avrebbe totalmente rinunciato a guidare le imprese.

Ciò contribuì a rafforzare l'autonomia del management di quelle imprese e allontanò l'idea che attraverso le partecipazioni rimaste si potesse mettere in atto una politica industriale.

La spinta a privatizzare le imprese pubbliche per soccorrere il bilancio dello Stato con l'obiettivo di vendere queste imprese ai privati per "fare cassa" a beneficio del Tesoro - che venuto meno il Ministero delle Partecipazioni Statali diventava il vero azionista - fu però, nei fatti, il fattore determinante nelle decisioni prese.

Nel caso italiano si può quindi affermare che *proprio la necessità di ridurre il debito pubblico attraverso cessioni di cespiti, e di migliorare il bilancio annuale attraverso maggiori dividendi o minori interessi, ha spinto lo Stato a trasformare gli Enti economici che operavano nei servizi di pubblica utilità (Eni ed Enel nell'energia), prima in società a scopo di lucro e cedere poi, del tutto o in parte, le imprese pubbliche*: quindi a portare avanti una liberalizzazione formalmente completa (borsa elettrica, unbundling, ecc.) senza troppo preoccuparsi né della sua attuazione sostanziale né della reciprocità, cioè di verificare se gli altri paesi europei stessero facendo la stessa cosa (v. Francia e caso Edison-EDF). Scelta comprensibile e assolutamente necessaria, che ha però marchiato con un apparentemente indelebile "vizio d'origine" il successivo processo di apertura dei mercati dell'energia elettrica, mentre per il gas naturale l'Eni è riuscita finora a difendere la sua posizione di quasi monopolista.

Concentrando ora la nostra attenzione sul solo settore dell'energia ed in particolare su quello elettrico, si può sostenere che già nel corso dell'elaborazione del cosiddetto decreto Bersani (n. 79 del 26/03/1999) è apparso evidente il conflitto fra uno Stato fortemente indebitato e sempre in difficoltà nel far quadrare il proprio bilancio, quindi interessato alla valorizzazione degli asset dell'Enel e a massimizzarne gli utili, e uno Stato che si è posto l'obiettivo di rendere il più possibile concorrenziale il mercato elettrico nazionale.

Non a caso anche allora questo conflitto ha visto contrapposti gli interessi di cui erano portatori il ministro del Tesoro e quello dell'Industria. Il prevalere dei primi sui secondi, cioè dell'esigenza di soddisfare al meglio i fabbisogni di cassa a scapito delle convenienze per i consumatori, ha non solo portato a decisioni errate – come la divisione fra TERNA e GRTN dei compiti attinenti alla trasmissione – a cui successivamente si è posto rimedio, ma ha altresì ritardato le modifiche all'assetto della produzione, le quali sono essenziali per il buon funzionamento del mercato elettrico.

Il problema del ruolo dominante dell'Enel nella generazione di energia elettrica, ed esclusivo per quanto concerne la sua importazione, è stato, di conseguenza, risolto con una limitazione solo apparentemente antimonopolistica.

Si è scelta, infatti, una soluzione meramente quantitativa – il divieto per l'Enel di superare il 50% dell'offerta elettrica, come vedremo successivamente – che presentava e presenta due risvolti negativi: - uno formale, suona infatti singolare che in un decreto di liberalizzazione si stabiliscano limiti alla presenza sul mercato di una determinata società. Questo compito, con altri e ben più sofisticati strumenti, spetterebbe invero alle Autorità preposte alla concorrenza

(nel caso italiano l'Antitrust e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, *entrambe già esistenti al momento della formulazione del decreto Bersani*);

- uno sostanziale, date le caratteristiche di variabilità temporale della domanda elettrica: nei momenti in cui essa è elevata nella determinazione del prezzo diventa determinante anche la *qualità* dell'offerta. Di questo non si è tenuto - o meglio, non si è voluto tenere - conto nel definire le tipologie degli impianti che l'Enel avrebbe dovuto cedere e nel fissare gli obblighi di trasformazione imposti agli acquirenti. Di qui un enorme squilibrio a favore dell'Enel per quanto concerne la proprietà degli impianti *mid-merit* e *di punta*.

Poiché per la formazione dei prezzi nella Borsa elettrica si è scelto il criterio del *marginal price*, che proprio allora, al fine di garantire una maggiore trasparenza del mercato elettrico, gli inglesi stavano abbandonando a favore del *pay as bid*, il risultato è sotto gli occhi di tutti: nelle ore di domanda elevata il prezzo massimo lo fa inevitabilmente l'Enel, e tale valore si applica a tutte le altre offerte, innalzando di conseguenza per tutti gli acquirenti il costo dell'energia elettrica.

Le conseguenze e i limiti che, riconducibili a peculiari caratteristiche del sistema italiano, derivano da tale situazione, comportano che i mercati dell'elettricità e del gas non siano ancora effettivamente in regime di concorrenza.

In particolare, l'Italia ha messo in atto una "liberalizzazione a metà", accompagnata da una buona regolamentazione relativamente forte.

### *I limiti emersi*

- ☒ i mercati dell'elettricità e del gas non sono avviati alla piena concorrenza;
- ☒ il mercato del gas è fortemente controllato da un unico operatore, l'Eni, attraverso il controllo delle strutture d'importazione, di trasporto e dei stoccaggio;
- ☒ nel mercato elettrico, l'Enel di fatto fa i prezzi del mercato libero;
- ☒ i prezzi medi italiani dei servizi energetici rimangono più elevati rispetto ai prezzi medi europei. La differenza è pari al 20% nell'elettricità, ma è ancora molto più elevata per il mercato all'ingrosso del MW e per i consumi industriali. Nel servizio del gas la differenza è attorno al 6% (tabelle 1 e 2).

È vero che i prezzi all'ingrosso dell'elettricità avevano toccato un minimo storico e che dal 2005, anche per effetto dell'andamento dei prodotti energetici di base, tendono a risalire;

☒ altro aspetto critico è costituito dalla scarsità di investimenti in infrastrutture di trasporto che nel caso di elettricità, combinato con relativa arretratezza del parco centrali, in fase di superamento, concorre a mantenere insicurezza (blackout del 28 settembre 2003) e a mantenere il costo dell'energia elevato e differente nelle varie zone del Paese, anche per effetto delle strozzature interne alla rete.

Nel settore del gas, l'assenza di rigassificatori di GNL non garantisce all'Italia la sicurezza del sistema e impedisce la nascita del mercato del gas;

☒ Infine, i rapporti con l'Europa. In sintesi: il mercato italiano dell'energia, fisicamente separato dal resto del mercato unico europeo per scarsità di interconnessioni, resta dominato dai due operatori maggiori, Eni ed Enel che sono entrambi controllati dal Ministero del Tesoro.

**Tabelle 1 e 2**

**PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA IN EUROPA**

(valori in euro per KWh)

| Paesi       | Uso domestico |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |
|-------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|             | 1992          | 1993        | 1994        | 1995        | 1996        | 1997        | 1998        | 1999        | 2000        | 2001        | 2002        | 2003        | 2004        |
| GERMANIA    | 0,12          | 0,12        | 0,13        | 0,13        | 0,13        | 0,13        | 0,13        | 0,13        | 0,12        | 0,12        | 0,13        | 0,13        | 0,13        |
| SPAGNA      | 0,12          | 0,12        | 0,11        | 0,11        | 0,11        | 0,10        | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,09        |
| FRANCIA     | 0,10          | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,09        |
| ITALIA      | <b>0,20</b>   | <b>0,17</b> | <b>0,16</b> | <b>0,15</b> | <b>0,15</b> | <b>0,17</b> | <b>0,17</b> | <b>0,16</b> | <b>0,15</b> | <b>0,16</b> | <b>0,14</b> | <b>0,14</b> | <b>0,14</b> |
| REGNO UNITO | 0,11          | 0,10        | 0,10        | 0,09        | 0,09        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,11        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,08        |
| EU 15       | 0,12          | 0,11        | 0,11        | 0,11        | 0,11        | 0,11        | 0,11        | 0,11        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,10        | 0,10        |

| Paesi       | Uso industriale |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |
|-------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|             | 1992            | 1993        | 1994        | 1995        | 1996        | 1997        | 1998        | 1999        | 2000        | 2001        | 2002        | 2003        | 2004        |
| GERMANIA    | 0,09            | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,09        | 0,08        | 0,08        | 0,08        | 0,07        | 0,07        | 0,07        | 0,07        | 0,07        |
| SPAGNA      | 0,09            | 0,09        | 0,08        | 0,07        | 0,08        | 0,07        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,05        | 0,05        | 0,05        | 0,05        |
| FRANCIA     | 0,06            | 0,06        | 0,07        | 0,07        | 0,07        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,05        | 0,05        |
| ITALIA      | <b>0,09</b>     | <b>0,07</b> | <b>0,07</b> | <b>0,06</b> | <b>0,06</b> | <b>0,07</b> | <b>0,07</b> | <b>0,06</b> | <b>0,07</b> | <b>0,09</b> | <b>0,08</b> | <b>0,08</b> | <b>0,08</b> |
| REGNO UNITO | 0,08            | 0,07        | 0,07        | 0,06        | 0,05        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,07        | 0,07        | 0,06        | 0,05        | 0,05        |
| EU 15       | 0,08            | 0,08        | 0,07        | 0,07        | 0,07        | 0,07        | 0,07        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,06        | 0,06        |

N.B. La metodologia seguita da Eurostat per definire i prezzi medi dell'energia elettrica è la seguente

- per gli usi domestici, si considera un consumo annuale di 3.500 Kwh (dei quali 1.300 per consumi notturni), per un appartamento medio di 90 m<sup>2</sup>. Vengono rilevati i prezzi per Kwh, al netto delle tasse, in vigore al 1° gennaio di ciascun anno.

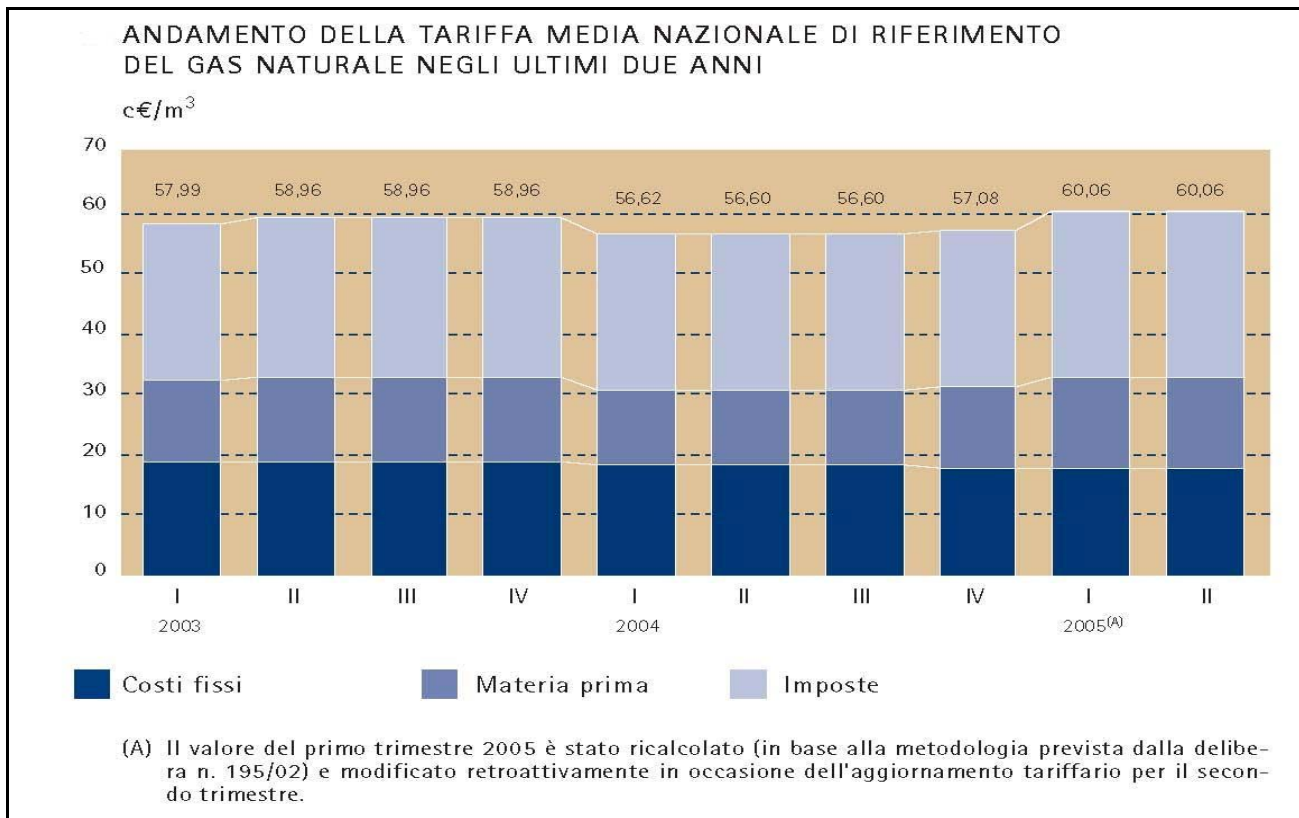
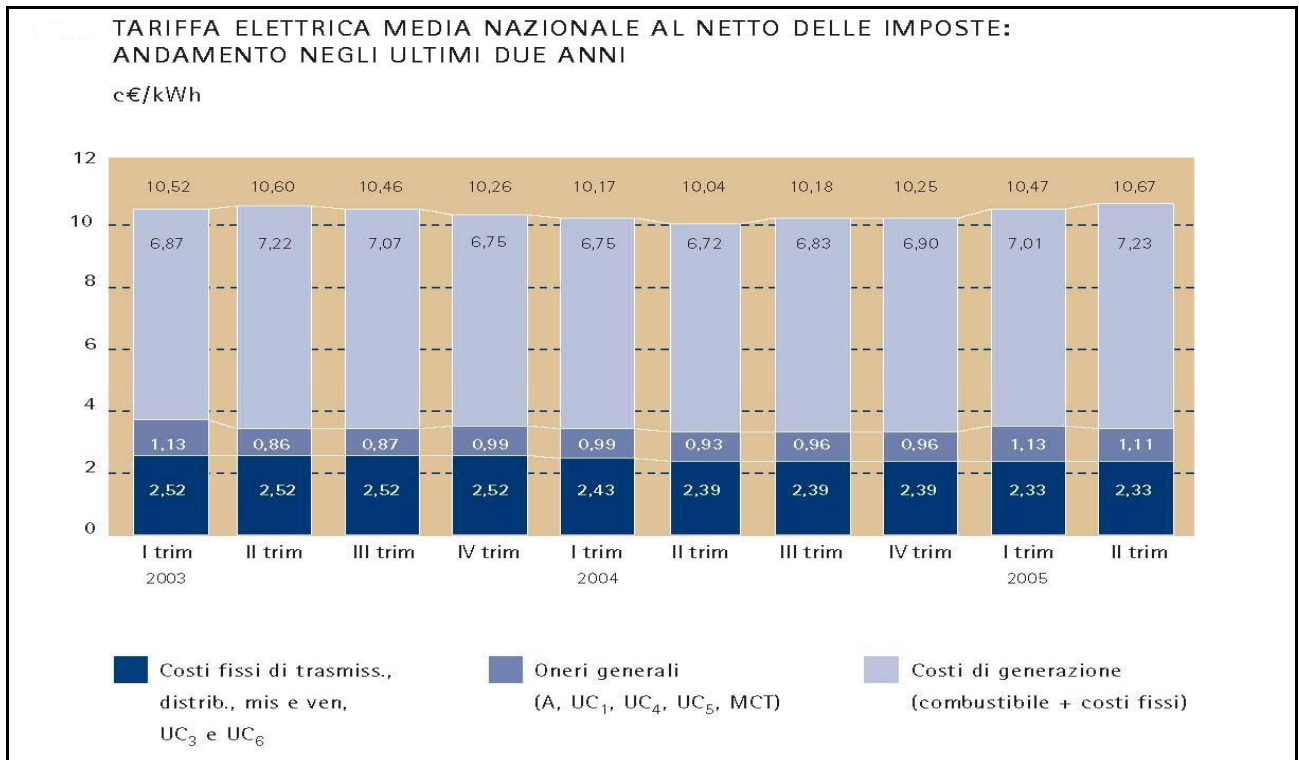
- per gli usi industriali, si considera un consumo di 2.000 Mwh, una domanda massima di 500 kw ed un carico annuale di 4.000 ore. Vengono rilevati i prezzi per Kwh, al netto delle tasse, in vigore al 1° gennaio di ciascun anno.

Fonte: Eurostat - New Cronos.

### *I risultati emersi*

- ☑ i grandi consumatori accedono ad un mercato libero che offre qualche vantaggio in termini di prezzo e di condizione di fornitura;
- ☑ i piccoli consumatori sono meglio protetti da norme più chiare sui loro diritti;
- ☑ la qualità del servizio è migliorata, si sono dimezzate le interruzioni dovute al malfunzionamento delle reti locali ed è diminuito il divario qualitativo tra il Nord ed il Sud del Paese;
- ☑ le tariffe sono diminuite nella parte che riflette i costi del sistema nazionale, mentre la parte che riflette il costo delle materie prime importate oscilla assieme ai prezzi mondiali (olio combustibile, gas, carbone). La riduzione della prima parte è significativa: attorno al 20% nell'elettricità e al 10% nel gas (grafici 1 e 2);
- ☑ la borsa elettrica, partita con ritardo ed ancora relativamente debole, assicura però maggiore trasparenza ad una parte delle transazioni e consente il rodaggio di un meccanismo indispensabile;
- ☑ nuovi operatori sono attivi e offrono servizi di intermediazione utili ai consumatori industriali ed essenziali per il formarsi di un mercato concorrenziale;
- ☑ gli investimenti in generazione, dopo una pausa dovuta all'incertezza della transizione, sono ripresi e determineranno più efficienza e riduzione dei costi. Sono per troppo tempo rimasti fermi gli investimenti in reti;
- ☑ nuovi operatori italiani e stranieri sono entrati nel mercato del gas e dell'elettricità.

## Grafici 1 e 2



Fonte: AEEG (Relazione annuale 2005).

## **Le criticità dei processi di liberalizzazione e privatizzazione del mercato energetico in Italia**

Da quanto è stato detto fin qui emerge come le profonde lacune presenti nelle strategie di liberalizzazione e privatizzazione messe in atto nel nostro Paese – sostanzialmente ascrivibili all'assenza di mercato e concorrenza ed al perdurare del potere dominante degli ex monopolisti – affondano le proprie ragioni in radicate criticità politico-istituzionali e criticità strutturali.

### ***Le criticità politico-istituzionali***

In particolare, nel portare a termine la Riforma del sistema energetico italiano è mancato un intervento politico-istituzionale in grado di fornire gli indirizzi strategici necessari per garantire il raggiungimento degli obiettivi di modernizzazione energetica.

E' mancato il soggetto istituzionale che si facesse seriamente carico della Riforma. E' venuta meno la responsabilità politica del Ministero delle attività produttive.

A ciò ha contribuito il conflitto tra Ministero del Tesoro e Riforma. Gli interessi dell'uno, fare cassa e, quindi, mantenere integro l'assetto di Enel, e quelli dei cittadini, famiglie ed imprese utilizzatrici, che dalla Riforma aspettano risultati concreti in termini di tariffe e prezzi e maggiore competitività per il sistema economico italiano.

Non c'è stata chiarezza sul "governo del sistema"; la "cabina di regia", invocata ripetutamente da più parti, è venuta meno; la politica energetica ed industriale è ancora assente.

In breve:

- ❖ la mancata codificazione degli obiettivi (e conseguenti obblighi, ad esempio connessi al servizio pubblico e agli interessi generali del Paese);
- ❖ la caotica definizione della responsabilità, chi fa cosa;
- ❖ l'assenza di un efficace meccanismo di coordinamento delle decisioni di una pluralità di soggetti con interessi contrapposti

hanno contribuito a smontare un meccanismo complesso che non è facile da ricomporre in forme diverse, ma altrettanto efficaci, sul piano della operatività tecnica. Il nuovo meccanismo non è ancora realizzato e davvero funzionante. Alcuni pezzi sono rimasti a lungo in magazzino, altri giustamente modificati perché dimostratisi fallimentari (separazione Grtn-Terna), altri ancora in fase di rodaggio (Borsa elettrica). Risultato: un continuo e pesante clima di incertezza e confusione, solo di recente in fiamme superamento, che è quanto di più disincentivante possa esserci per la costruzione di un sistema di mercato (G.B.Zorzoli).



## ***Le criticità strutturali***

### **A) I prezzi**

I prezzi medi dei servizi energetici (elettricità e gas) restano in Italia più elevati rispetto ai prezzi medi europei: +20% nell'elettricità, +6% nel gas (tabella 3).

Le tariffe sono diminuite nella quota parte che riflette i costi del sistema nazionale (-20% nell'elettricità, -10% nel gas); mentre la quota parte che riflette il costo delle materie prime importate oscilla insieme ai prezzi mondiali del petrolio e del gas. Come dire che più di tanto non si può fare, non si può dall'Italia governare l'andamento dei prezzi internazionali dell'energia primaria (petrolio, gas, carbone).

Era del tutto evidente che affidare a liberalizzazioni e Borsa il potere taumaturgico di produrre una sensibile diminuzione dei prezzi, considerando che esse intervengono solo su uno dei fattori che determinano i prezzi, è pura illusione. L'eredità del XXI secolo, esclusione del nucleare, mix dei combustibili sbilanciato verso gli idrocarburi, bassa efficienza del parco di generazione, sommata al basso grado di competizione fanno sì che i prezzi all'ingrosso siano nel breve tempo difficilmente comprimibili.

**Tabella 3**

| <b>Produzione di energia elettrica per fonte nel 2000 – 04 e previsioni al 2010 (TWh)</b> |       |       |       |       |       |       |       |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|   | 2000  | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2007  | 2010  |
| Produzione lorda  | 276,6 | 279,0 | 284,4 | 293,9 | 300,4 | 325,0 | 351,7 |
| idroelettrica, geotermica e rinnovabili   | 51,4  | 55,1  | 49,0  | 48,0  | 53,7  | 56,8  | 68,3  |
| idroelettrica da pompaggi   | 6,7   | 7,1   | 7,7   | 7,6   | 7,5   | 7,5   | 7,5   |
| termoelettrica  | 218,5 | 216,8 | 227,6 | 238,3 | 239,2 | 260,7 | 275,9 |
| - carbone   | 26,3  | 31,7  | 35,4  | 38,8  | 45,2  | 57,6  | 67,8  |
| - prodotti petroliferi  | 85,9  | 75,0  | 77,0  | 65,8  | 44,9  | 28,1  | 11,2  |
| - gas naturale  | 97,6  | 95,9  | 99,4  | 117,3 | 129,3 | 160,3 | 183,4 |
| - altro   | 8,8   | 14,1  | 15,8  | 16,4  | 19,7  | 14,8  | 13,6  |

Fonte: AEEG, Relazione annuale alla Commissione europea sullo stato dei servizi, 31 luglio 2005.

Inoltre, per il buon funzionamento di qualsiasi mercato è importante la "struttura" del mercato stesso. Occorrono sì, regole congrue, ma anche alcune condizioni di cui non si può fare a meno, pena l'inefficienza del mercato stesso:

- un'offerta abbondante superiore alla domanda;
- un'offerta che origini da più soggetti produttori che siano in competizione tra di loro;

Condizioni non facili da realizzare tanto per il gas, ma ancor di più per l'energia elettrica, per le sue caratteristiche intrinseche, in quanto:

- non è immagazzinabile;
- incrementare l'offerta attraverso nuovi entranti e nuovi impianti richiede tempo e investimenti cospicui;
- le dimensioni del mercato elettrico, per motivi noti (interconnessioni, dispersioni, costo trasporto) sono difficilmente astruibili dal territorio servito e, quindi, le importazioni non sono sempre facili (salvo alcune eccezioni i mercati sono ancora, purtroppo, nazionali);
- esiste, infine, una situazione tutta interna alla struttura del mercato italiano. A causa della dislocazione geografica delle centrali e del layout delle linee, nato tutto in funzione del monopolio, il mercato dell'offerta è stato disgregato in un mercato zonale (macrozone e regioni), in cui i produttori competono nelle offerte di vendita del mercato centralizzato (nazionale, mercato del giorno prima e mercato di aggiustamento), che sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona in cui avviene la corrispondente immissione di energia elettrica in rete, mentre, le offerte di acquisto accettate, sono valorizzate indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, ad un "Prezzo Unico Nazionale" (PUN), determinato come media dei prezzi zionali, ponderata sulla base dei consumi. Le "congestioni tra zone" si aggiungono alle note "congestioni transfrontaliere".

E' vero che con vari interventi l'Autorità è riuscita a *compensare*, ma ciò incide sull'efficienza del mercato nazionale. Anche questa è una eredità negativa che ha favorito un tipo di *layout* della rete di trasmissione nazionale funzionale alla *sicurezza del monopolio*, limite ancora oggi non superato per carenza di obiettivi chiari e di investimenti per lo sviluppo della rete di trasporto "verso" il mercato nazionale.

### **B) L'eccessivo potere di mercato di Enel (abuso di posizione dominante)**

Tutti gli indicatori elaborati dal Gestore del Mercato Elettrico (Gme) per misurare la concentrazione dell'offerta nell' IpeX mostrano, come si è detto, che vi è un elevato potere di mercato e che *un solo operatore* (l'Enel) continua a fissare il prezzo praticamente in tutte le zone d'Italia e sempre. A questo proposito va inoltre considerato che l' Autorità garante per la concorrenza ed il mercato, all'inizio di aprile 2005, ha avviato e concluso l'istruttoria nei confronti di Enel per presunto abuso di posizione dominante.

L' Enel presenta inoltre, come visto, una struttura del proprio parco impianti sbilanciata verso gli impianti di *mid-merit* (51,4%) e *di punta* (15,2%), che le assicura un vantaggio competitivo rilevante. Pertanto, anche in ragione del fatto che Enel è destinata a rimanere avvantaggiata, nel prossimo futuro, dalla detenzione della quasi totalità degli impianti di punta, è opportuno chiedersi se tale vantaggio non richieda misure volte alla sua mitigazione che vadano oltre le "vendite virtuali", fino ad oggi poco efficaci.

### **C) La ritardata partenza della Borsa elettrica**

Uno dei compiti che il decreto legislativo n. 79/99 (Decreto Bersani) affidava al Ministero dell'industria era quello di avviare una borsa elettrica (Iplex) semi-obbligatoria a partire dal 2001.

La "borsa elettrica" è uno strumento fondamentale per il funzionamento del settore elettrico in un mercato liberalizzato per almeno tre motivi:

- a) permette la gestione ottimale del parco impianti appartenenti a molti operatori sulla base delle loro offerte;
- b) facilita l'accesso al mercato di nuovi entranti e quindi facilita la concorrenza;
- c) fornisce un segnale di prezzo trasparente sulla base del quale sia i consumatori che i produttori possono prendere le rispettive decisioni.

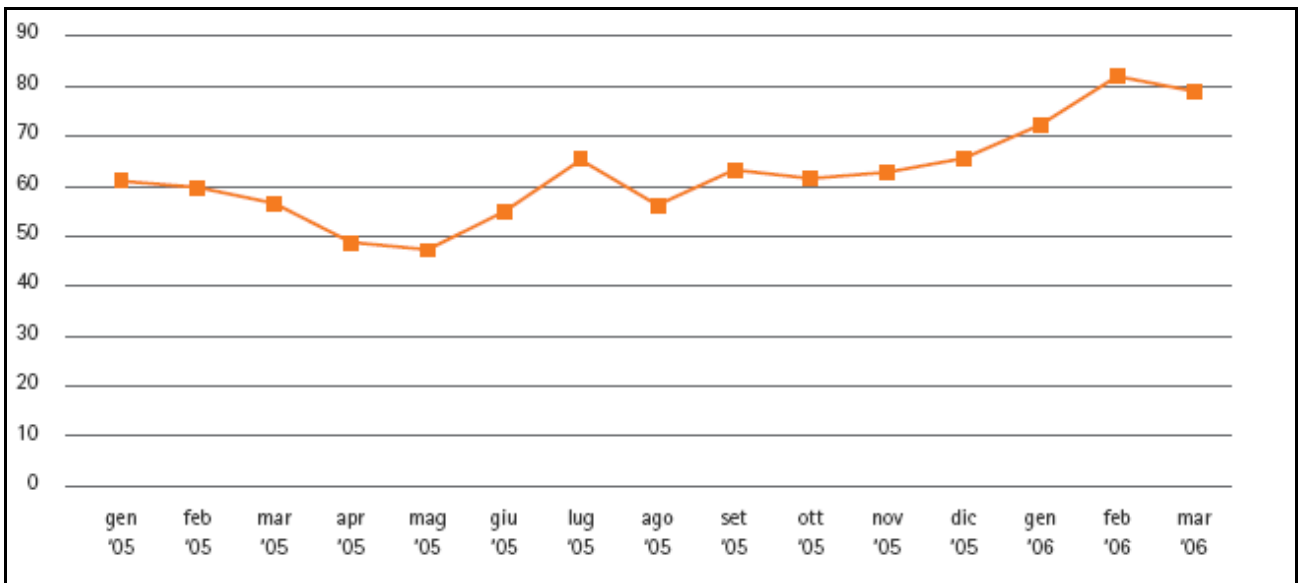
Questa disposizione è stata rispettata con più di tre anni di ritardo.

La borsa elettrica italiana ha consentito di evidenziare l'esistenza di frequenti situazioni di congestione tra Nord e Centro-Sud di cui pochi erano consapevoli in precedenza. Tale informazione dovrebbe servire per orientare le decisioni di investimento in impianti e rete di trasmissione.

Tra le preoccupazioni legate al funzionamento della borsa elettrica vi è l'elevata volatilità dei prezzi anche in corrispondenza a livelli di domanda simili e la tendenza a riprodurre valori medi esattamente corrispondenti al livello del prezzo amministrato precedentemente in vigore. Da un lato questo fatto non sorprende visti gli interventi dell'Autorità tesi proprio a verificare che i prezzi di borsa non superassero i prezzi amministrati, dall'altro però ciò testimonia che il passaggio dal regime amministrato al mercato è solo parziale e che gli operatori sono in grado di "controllare" il prezzo di borsa.

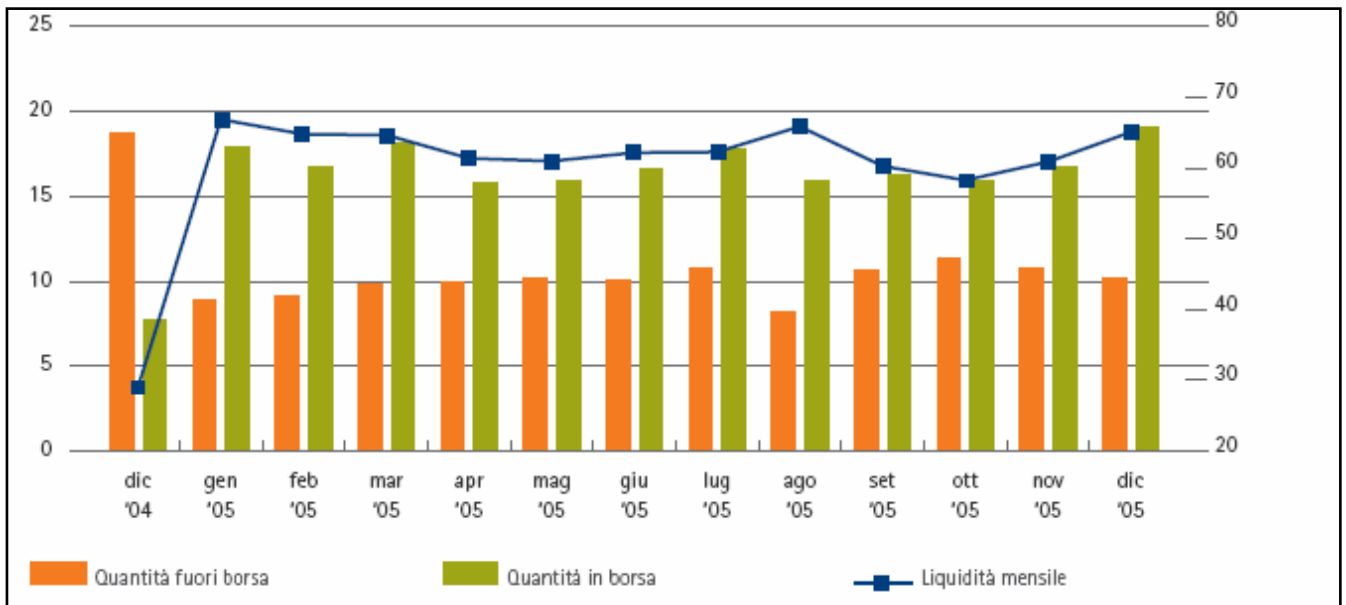
Un altro problema confermato dai primi due anni di funzionamento della borsa elettrica italiana è l'esistenza di un prezzo dell'energia all'ingrosso decisamente superiore alla media di quello delle altre borse europee (grafici 3 e 4).

**Grafico 3 - Andamento del pun (prezzo unico nazionale) (€/mwh).**



Fonte: elaborazione AEEG su dati GME.

**Grafico 4 - Liquidità e volumi scambiati sul MGP.**



Fonte: elaborazione AEEG su dati GME.

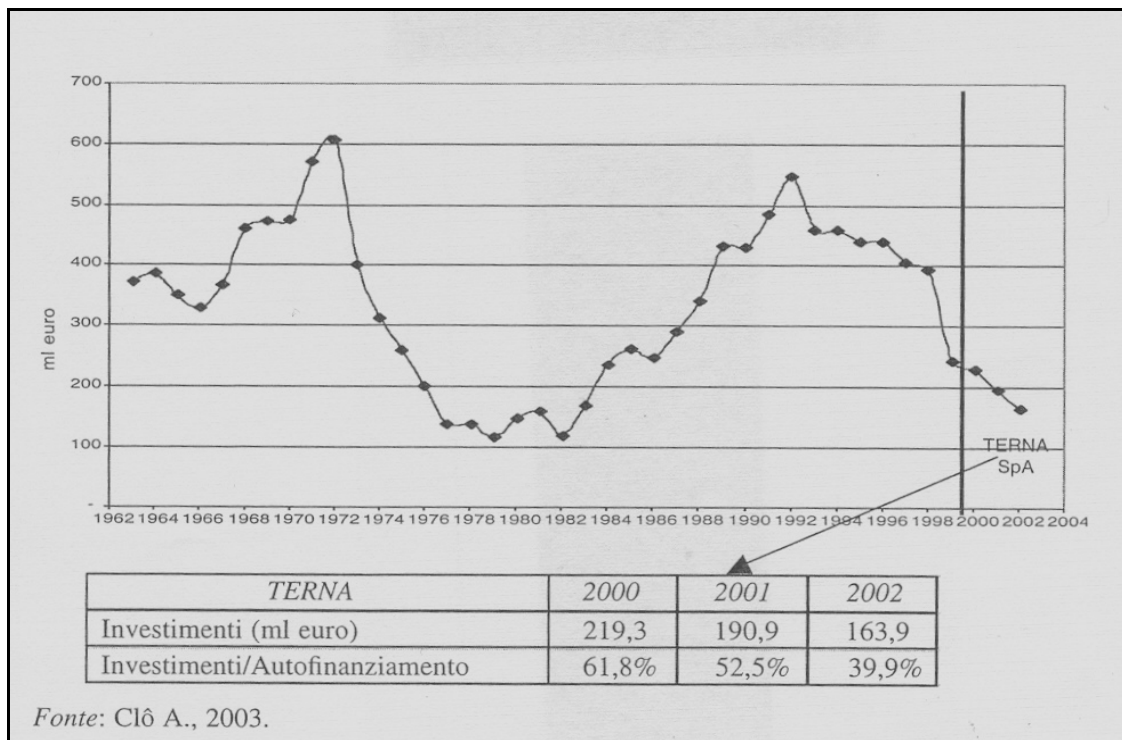
#### **D) La caduta degli investimenti nelle reti (l'assurda separazione di GRTN e TERNA)**

Particolarmente ingiustificata sotto il profilo dell'efficienza è apparsa sin dall'inizio la separazione fra il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, controllato dal Ministero del Tesoro, cui spetta il dispacciamento in tempo reale degli impianti di generazione e la gestione delle interconnessioni transfrontaliere, e la proprietà delle reti in mano a TERNA del gruppo Enel, a cui, sulla base degli indirizzi del GRTN, sono demandati lo sviluppo, l'esercizio e la manutenzione della rete elettrica. Questa decisione non trova infatti riscontro nelle scelte effettuate dagli altri paesi europei. In diversi stati (Spagna, Portogallo, Svezia, Norvegia) proprietà e gestione sono affidate ad un'impresa totalmente, o a maggioranza, pubblica: in altri (Austria, Inghilterra, Germania) a un'azienda di proprietà delle società elettriche. Sempre, però, mantenendo unite proprietà e gestione.

Fortunatamente, a fine 2003, è stato saggiamente deciso di riunificare GRTN e TERNA, operazione conclusasi nel 2005, anche se con un assetto proprietario che, consentendo la presenza dei produttori, a partire da Enel, potrebbe riproporre, peggiorata, l'eventualità di conflitti di interesse. Per questo alla nuova società è stato sottratto il controllo del Gestore del mercato elettrico e dell'Acquirente unico.

Al contrario di quanto avvenuto nella "generazione", gli investimenti negli impianti di rete - anche per via della incerta e confusa governance della filiera - hanno subito un significativo rallentamento che ha portato, infine, alla legge 290/2003 che muta gli assetti proprietari e ridefinisce le funzioni. L'indipendenza del gestore della rete è una condizione necessaria per assicurare a tutti l'accesso su basi realmente paritetiche. Infatti, in un contesto liberalizzato c'è il rischio che diminuiscano gli investimenti in reti di trasmissione per la separazione tra la proprietà e gestione della rete (grafico 5).

**Grafico 5 - Investimenti nello sviluppo della Rete di trasmissione**



### E) La falsa apertura del mercato del gas in Italia

L'assenza di mercato e competizione ed il potere dominante dell'ex monopolista, come si è accennato, caratterizzano in Italia anche il settore del gas.

Da quanto esaminato fino ad ora risulta evidente che la partita della liberalizzazione del Sistema energetico nazionale, al punto in cui siamo, si gioca nel campo del gas naturale.

Esso è infatti:

- 1) la prima fonte energetica del Paese per la produzione di energia elettrica;
- 2) quella che permette, se utilizzata in associazione alla tecnologia dei cicli combinati, di abbattere significativamente le emissioni di CO<sub>2</sub> e di aumentare il rendimento elettrico del parco di generazione italiano.

Mentre, per quanto concerne i limiti che il suo utilizzo comporta:

- non ci rende autonomi dalla dinamica del prezzo del petrolio al quale è correlata la dinamica del prezzo del metano,
- peggiora la dipendenza degli approvvigionamenti dell'estero (oggi 84% dei consumi)
- i sistemi di approvvigionamento si basano sui gasdotti, con le rigidità che ne derivano.

L'Eni controlla l'80% del totale di produzione/approvvigionamento; essa è ancora proprietaria di tutte le reti di trasporto nazionali ed internazionali, dell'unico rigassificatore presente in Italia, della maggior parte degli stoccaggi e, di conseguenza, nonostante il tetto antitrust alle vendite, occupa una posizione dominante nell'*upstream*.

## Completare la Riforma energetica

Prima di tentare alcune riflessioni conclusive e di trarre indicazioni di lavoro riteniamo opportuno dare risposta ad una questione che in ogni caso diventa pregiudiziale. Visto lo stato dell'arte dell'apertura del mercato energetico nazionale ed europeo, la situazione ibrida e di stallo, siamo convinti che i processi debbano essere riavviati e le liberalizzazioni portate avanti fino in fondo?

Coloro che si oppongono al procedere delle liberalizzazioni paventano il rischio che il complemento di tali processi possa stravolgere l'interesse generale del Paese sia indebolendo le caratteristiche di servizio pubblico che distingue i servizi energetici (es: black-out 2003, crisi del gas 2005, con a rischio la certezza e continuità del servizio); sia esponendo le imprese italiane ad una competizione che le pone in condizione di inferiorità rispetto ai concorrenti esteri (es. campioni nazionali francesi: vicenda Edf-Italenergia; ecc...).

I condizionamenti che hanno subito i processi di liberalizzazione e privatizzazione, "fare cassa" ed il "rallentamento sino allo stallo" a cui ha contribuito la politica del Governo di Centrodestra, rischiano di far riemergere il Sistema delle partecipazioni statali. Gli interventi televisivi del Presidente dell'Eni riguardo alla "guerra del gas", hanno dato la sensazione che la regia del "Sistema Energetico Italiano" fosse ancora in capo ad Eni (Ente Nazionale Idrocarburi), e non il Ministero delle Attività Produttive. Inoltre, il mancato completamento della Riforma energetica, rende evidenti "i costi immediati del processo stesso oscurando invece i vantaggi, e invece va recuperato n clima generale favorevole a politiche di liberalizzazione e privatizzazione.

Contribuisce a questo scetticismo anche l'incompletezza del processo di integrazione europea, con mercati rimasti nazionali che fronteggiano una moneta divenuta unica, cumulando così vincoli determinati dall'unificazione monetaria con i costi della perdurante partizione dei mercati (L. Torchia)<sup>1</sup>.

La tentazione di lasciare le cose come stanno, che spesso si riaffaccia nel dibattito politico ma anche in alcune aree del dibattito sindacale, o sostenere e difendere l'italianità e i campioni nazionali perché garanti dell'interesse nazionale, è di nuovo una deriva che conduce a identificare l'interesse nazionale con la proprietà nazionale dell'impresa e le strategie del campione nazionale con le strategie generali utili al Sistema Paese. Così non è, noi crediamo che dovrà essere il mercato a selezionare i campioni tra le aziende che dovranno confrontarsi a livello europeo se non mondiale, e i campioni dovranno essere casomai europei! Siamo parimenti convinti che, nei casi quali Edf-Edison imporre il rispetto della "liberalizzazione uguale per tutti" è giusto e necessario. Quando imprese protette nel loro paese cercano di

---

<sup>1</sup> Torchia L., Bassanini F. (a cura di), *"Sviluppo o declino"*, Astrid, 2005.

entrare nel mercato italiano e acquisire imprese italiane, vanno poste "condizioni di reciprocità".

Per rispondere alla domanda iniziale e cioè riprendere o no la politica delle liberalizzazioni, **noi siamo per una scelta decisiva a favore delle liberalizzazioni e dei mercati regolati.**

Nel caso specifico dell'energia poi, è vero che la liberalizzazione italiana del sistema energetico è stata più spinta rispetto a quelle della parte conservatrice d'Europa, ma più debole di quello che è necessario per cogliere i benefici di un mercato concorrenziale. Alcuni benefici ci sono, altri si stanno realizzando, ma "la liberalizzazione non è un continuum: esiste una soglia minima di riforma al di sotto della quale i mercati non funzionano bene e non si ha una concorrenza efficace. E l'Italia, pur potendo mostrare risultati importanti, sta ancora al di sotto di quella soglia"<sup>2</sup>.

Contestualmente ribadiamo, e l'analisi fin qui condotta lo conferma, che la sola strategia delle liberalizzazioni avulsa da un disegno di politica energetica ed industriale, sia insufficiente a cogliere i risultati che i cittadini consumatori e utenti industriali si aspettano dalla Riforma del sistema energetico italiano ed europeo. Il solo paradigma della concorrenza non è sufficiente a fornire lo stimolo necessario a superare le "criticità strutturali ed istituzionali" che precedentemente sono state evidenziate e che ostacolano il procedere della Riforma, servono "politiche attive" che vadano a rimuovere e superare le criticità, politiche industriali che solo i decisori politici hanno il compito di mettere in campo, lasciando alle Autorità il compito di intervenire sulla regolazione e rispetto delle regole.

E qui riemerge "quello che non c'è" cioè indirizzi strategici di politica energetica e di politica industriale, ai quali sta lavorando il nuovo governo Prodi. Che fare?

1°: I prezzi italiani più alti di quelli medi europei. Ciò è legato al mix delle fonti. Ma anche la sicurezza degli approvvigionamenti è legata al mix delle fonti: dipendiamo troppo dagli idrocarburi, petrolio e gas e, per il gas necessita una ulteriore diversificazione di aree di approvvigionamento e sistemi tecnologici più flessibili (GNL).

Il metano è la fonte primaria per la produzione di energia elettrica, vengono poi alla pari l'olio combustibile e il carbone e poi le fonti rinnovabili.

Affrancarsi dal petrolio e dalla dinamica del prezzo degli idrocarburi comporta:

- a) incrementare l'uso del carbone pulito, compatibilmente con i vincoli di ordine ambientale e con il consenso sociale;
- b) riprendere la ricerca energetica sia in campo nucleare che verso le fonti rinnovabili;
- c) una seria politica di efficienza energetica e risparmio, insieme ad un governo responsabile della domanda di energia;

---

<sup>2</sup> Ranci P., "Concorrenza e liberalizzazione nei servizi energetici", in "Sviluppo o declino", Astrid, 2005.



d) sviluppo dei terminali GNL per differenziare le provenienze geopolitiche, favorire l'ingresso di nuovi operatori, creare un mercato del gas con prezzi sganciati dalla dinamica del prezzo del petrolio e dei suoi derivati.

2°: Posizioni dominanti di Enel ed Eni nei rispettivi mercati con scarsa concorrenza nei mercati all'ingrosso. Insufficienze infrastrutturali.

a) rafforzare l'intervento delle Autorità volte a imporre cessione di potenza (vendite virtuali Enel) e di volumi (Gas release, Eni, contratti take or pay);

b) rafforzamento e sviluppo delle interconnessioni di Rete con l'estero per favorire l'import-export, e ridisegno e sviluppo della Rete nazionale in modo da superare i colli di bottiglia tra macroaree (nord – sud - centro- isole) per favorire un assetto più conveniente dell'offerta.

c) Più rigassificatori (GNL) e la creazione di un vero mercato del gas (Hub) nella Pianura Padana; eliminazione della "clausola di consegna" che prevede una destinazione già predeterminata del gas importato e liberare l'importazione "per il mercato", incrementare la concorrenza nel mercato del gas.

E qui si tratta di trovare una soluzione stabile e definitiva circa gli assetti proprietari delle Reti (nuova Terna, Snam Rete gas e degli stoccaggi Stogit).

La separazione proprietaria deve essere netta e non ulteriormente rinviabile (2008), e dovrà escludere dalla proprietà quei soggetti che operano nel mercato della generazione e del gas e delle vendite dei servizi energetici. Solo in questo caso si potrà avere la garanzia di nuovi programmi di investimento finalizzati all'incremento delle capacità di trasporto.

Contemporaneamente va messa in campo una politica industriale attiva che promuova la crescita di nuovi operatori anche a partire dalle aziende locali (Acea, Aem, ecc...) per riequilibrare un Sistema che vede gli ex monopolisti in posizione dominante.

3°: la Governance del Sistema energetico. Regia e coordinamento. La complessità dei sistemi energetici aveva trovato nel monopolio pubblico e nelle integrazione verticale un meccanismo efficace. Un sistema gerarchico di responsabilità in capo al Monopolista, di comando e controllo sia interno al Sistema che nei confronti delle istituzioni politiche alle quali doveva rispondere.

Il nuovo paradigma di mercato, con più soggetti, meno vincoli, vari livelli decisionali, più decentrato, richiede un forte coordinamento per garantire efficienza, stabilità e sviluppo del sistema e della stessa sopravvivenza della concorrenza.

I black-out elettrici, le "bolle" e le "guerre" del gas dimostrano che fino ad oggi ciò è mancato. Le istituzioni preposte, Ministero A.P. e Grtn non sono stati all'altezza del loro compito. Il sistema non ha avuto guida e governo. Ha prevalso l'incertezza e la confusione. Un modello di Governance basato su processi di bilanciamento dei ruoli, delle responsabilità e delle capacità tra differenti livelli istituzionali e diversi attori; "coordinamenti, consultazioni, cooperazioni sono i profili determinanti per definire le relazioni più significative di questo processo (Diporto –

Silva). L'aumento della complessità delle relazioni nei settori dell'energia (elettrico in particolare) rende non più procrastinabile l'esigenza di attivare una riconoscibile rete istituzionale appropriata per migliorare la natura e la qualità della Governance.

Coordinamento, concertazione, responsabilità politiche certe (chi fa che cosa), erano i principi fondanti del "Patto per l'energia e l'ambiente" sottoscritto a conclusione della conferenza sull'energia nel 1998 dai ministri Bersani e Ronchi, all'inizio dei processi di liberalizzazione. E sono ancora attuali.

### **Una task-force per la costruzione delle infrastrutture energetiche**

E' verso la diversificazione delle fonti e, quindi, verso la realizzazione di un mix produttivo caratterizzato da una abbondante offerta (superiore alla domanda) proveniente da soggetti produttori che siano in competizione tra di loro la direzione che deve prendere la liberalizzazione del sistema energetico nazionale.

Al fine di garantire il necessario completamento della Riforma energetica italiana occorre pertanto un intervento politico-istituzionale che, inquadrato in un preciso disegno di politica energetica e industriale, fornisca indirizzi strategici per il superamento delle criticità incontrate dal processo di liberalizzazione nel corso della sua parziale attuazione.

Più precisamente, l'elevata complessità delle relazioni nei settori dell'energia, ulteriormente enfatizzata dal nuovo paradigma di mercato, richiede con rinnovato vigore l'ormai improrogabile attuazione di un efficace coordinamento delle decisioni tra diversi livelli istituzionali e una pluralità di soggetti portatori di interessi contrapposti, pena il perdurare del clima di incertezza e confusione che ha contraddistinto, compromettendone i risultati, l'avvio dei processi di liberalizzazione. A tal fine è opportuno innanzitutto rivisitare i tradizionali modelli d'intervento a favore di un nuovo modello – partecipativo – basato su metodi "concertativi" all'interno dei quali il coinvolgimento di tutti gli attori socio-economici interessati non sia solo semplice raccolta del consenso, bensì la concreta costruzione di strategie e politiche condivise.

La concertazione non è, infatti, far sparire gli interessi, ma vincolare tutti gli attori ad un interesse generale ed al conseguente raggiungimento di comuni obiettivi.

In tal senso appare opportuno proporre la costruzione di un Patto per lo sviluppo energetico del Paese che renda possibile un nuovo modo di gestire l'energia consentendo il dialogo e la sintesi delle volontà e razionalità dei diversi soggetti socio-economici che sono a vario titolo portatori

attivi di interesse: le istituzioni nazionali e locali, le imprese e sindacati, la comunità scientifica e gli stessi cittadini.

All'interno di questo quadro la modernizzazione del sistema energetico interno è finalizzata a garantire ai cittadini strutture e servizi energetici in grado di rilanciare la competitività del sistema economico nazionale coniugando il raggiungimento dei risultati ambientali e sociali oltre a quelli economici.

A tale riguardo l'Ires si fa promotore di un progetto che intende porsi come punto di riferimento nella concreta attuazione di forme di partecipazione allargata in merito alla elaborazione ed implementazione di progetti di infrastrutturazione energetica e promuovere la realizzazione di specifici programmi di informazione tecnico-scientifica che siano in grado di garantire una comunicazione corretta e trasparente con le popolazioni locali interessate.

A questo proposito appare opportuno sottolineare come l'informazione ricopra un ruolo essenziale nel prevenire l'instaurarsi di conflitti ambientali, i quali sorgono sempre più spesso dalle difficoltà di dialogo esistenti fra i diversi soggetti coinvolti nelle problematiche del rischio tecnologico e ambientale, ovvero consentendone una rapida composizione democratica, laddove questi siano già in atto. Una corretta politica di informazione tecnico-scientifica costituisce, pertanto, il fattore in grado di colmare il gap comunicativo che separa rigidamente i soggetti politico-amministrativi e gli esperti tecnico-scientifici, da una parte, e la "gente comune", dall'altra, che si configura come la causa principale della grave frattura esistente tra i decisori/attuatori ed i destinatari delle policy.

Tale ricomposizione deve passare per la costruzione di un nuovo rapporto tra istituzioni e popolazione mediante l'attuazione di una nuova forma di policy making fondata su modelli dialogici e partecipativi: l'unica in grado di porsi come obiettivo concreto quello di ancorare i complessi processi della decisione politica alle basi del consenso collettivo.

Gli obiettivi che il presente progetto si propone di conseguire nascono, quindi, dalla consapevolezza che la complessa tematica dell'energia debba essere collocata nell'ambito della più ampia riflessione intorno al passaggio da una concezione tradizionale di democrazia tecnocratica ed elitistica ad una di democrazia di tipo dialogico o deliberativo (Pellizzoni, De Marchi, 2000) fondata sul pieno coinvolgimento di tutti gli attori sociali – "esperti" e "non esperti" – che compongono l'arena politico-sociale del processo decisionale, attraverso una partecipazione attiva dei cittadini alle scelte di modernizzazione energetica.

E' proprio nell'ambito di questo impegno di costruzione di nuove modalità di gestione e di governo della Riforma che, come detto, il Sindacato può assumere un ruolo importante nel definire un progetto di politica energetica ed industriale condivisa in grado di guidare il sistema energetico nazionale verso la modernizzazione, la quale rende necessaria la realizzazione di investimenti in impianti a basso costo di generazione, impianti GNL (vedi tabella 4) e micro-generazione, volti a sanare la insufficiente infrastrutturazione energetica nazionale.

A tal fine si propone di costituire una task force quale strumento operativo centrale che, attraverso il coinvolgimento attivo dei diversi attori interessati, si occupi di ascoltare, informare

e orientare le popolazioni locali coinvolte nei processi di infrastrutturazione energetica, garantendone un attento monitoraggio finalizzato al raggiungimento di una composizione democratica del processo decisionale.

In particolare, la Task-force si prefigge di:

- 1) costruire un quadro analitico che, partendo da un attento esame della azione decisionale reale nel suo prodursi, consenta di:
  - conoscere approfonditamente tutti gli aspetti tecnici, economici, ambientali e della salute e sicurezza dei progetti di infrastrutturazione energetica;
  - individuare tutti gli attori pubblici o privati coinvolti nei processi decisionali;
  - identificare i ruoli ricoperti dai diversi soggetti interessati;
  - indagare le modalità attraverso le quali gli attori in gioco percepiscono i costi e i benefici delle azioni di policy da attuare;
  - ricostruire le interazioni che si producono nella realizzazione di tali processi;
  - indicare i fabbisogni informativi, i canali di comunicazione e le aree comunicative d'intervento.
  
- 2) attivare una fase operativa di confronto con le singole parti sociali interessate (i promotori, gli oppositori, i mediatori e i gatekeeper dei processi analizzati) volta a recepire istanze, dubbi e quesiti che non hanno ancora ottenuto risposte soddisfacenti e a programmare interventi e moduli di approfondimento indirizzati a tutti gli attori presenti nel territorio.

Gli strumenti attraverso i quali la task-force articolerà il suo intervento operativo sono:

- a) strumenti tipicamente sindacali: incontri con le organizzazioni sindacali, assemblee dei lavoratori e riunioni con le leghe dei pensionati;
- b) assemblee/incontri con i comitati dei cittadini, le istituzioni locali, le associazioni ambientaliste, le rappresentanze politiche e le associazioni imprenditoriali dell'industria, del commercio e dell'agricoltura;
- c) seminari di informazione tecnico-scientifica promossi con le istituzioni scientifiche (Enea, università e istituti di ricerca) competenti;
- d) interventi su radio e televisioni locali che consentano uno scambio interattivo con i soggetti interessati sulle tematiche del progetto.

**Tabella 4 - Elenco dei progetti di terminali GNL presentati ed autorizzati.**

| PROGETTO                  | UBICAZIONE  | SOCIETA'                           |
|---------------------------|---|------------------------------------|
| Porto Levante<br>Offshore | Porto Levante<br>(Rovigo)                               | Edison LNG                         |
| Brindisi                  | Brindisi  | Brindisi LNG                       |
| Toscana<br>Offshore       | Al largo della costa tra<br>Livorno e Marina di<br>Pisa | OLT – Offshore<br>LNG Terminal     |
| Rosignano                 | Rosignano Marittimo<br>(Livorno)                        | Edison                             |
| Gioia Tauro               | Gioia Tauro<br>(Reggio Calabria)                        | Società Petrolifera<br>Gioia Tauro |
| San Ferdinando            | San Ferdinando<br>(Reggio Calabria)                     | LNG Terminal                       |
| Taranto                   | Taranto   | Gas Natural                        |
| Zaule                     | Zaule (Trieste)   | Gas Natural                        |
| Trieste Offshore          | Trieste   | Endesa                             |
| Porto Empedocle           | Porto Empedocle<br>(Agrigento)                          | Nuove Energie                      |

Fonte: elaborazione Ires su dati Ministero delle attività produttive.