

“La liberalizzazione nel settore dell’energia elettrica.. Opportunita’ e costi per la politica industriale in Italia”

Valeria Termini - Roma 23 maggio 2005

I INTRODUZIONE

Il prezzo dell’energia elettrica per uso industriale continua ad essere significativamente piu’ alto in Italia della media dei Paesi Europei [Fig. 1]. Il percorso di liberalizzazione del settore e’ progredito: si e’ attuata la parziale privatizzazione (e frammentazione) del monopolista pubblico, si e’ attivata la Borsa elettrica per gli scambi di energia all’ingrosso, si e’ allargata progressivamente la fascia dei clienti idonei, liberi di scegliere il fornitore di energia elettrica e di accedere alla Borsa, si e’ disegnato infine un insieme di norme volte a promuovere la concorrenza nel settore. Ma i risultati sono deludenti su tutti i fronti: sul terreno della concorrenza, dei prezzi, della sicurezza del sistema.

E’ forse il momento di ridisegnare le regole ? Come procedere alternativamente ? Ritornare sui passi della liberalizzazione sarebbe oggi costoso e certamente non proficuo, oltre che incompatibile con le Direttive Europee. Sembra invece opportuno esaminare quali tessere nel mosaico della liberalizzazione non hanno composto il disegno atteso, dove si costituiscono ancora le *rendite* che si traslano senza controllo sui prezzi, quali ostacoli si frappongono all’avvio di un mercato concorrenziale, quali problemi –essenzialmente connessi alla politica di investimenti sulla rete – hanno indebolito la sicurezza del sistema nazionale. E da questa riflessione trarre qualche risoluzione sugli interventi che possono essere attuati per migliorare il quadro del settore.

Il punto e’ di rilievo. Il costo dell’energia incide in modo significativo e grava diversamente sulla competitivita’ e sullo sviluppo dell’industria italiana, secondo due direzioni da approfondire: una settoriale, l’altra relativa alla dimensione di impresa. Per la prima si puo’ identificare il sottoinsieme dei settori di produzione piu’ esposti al costo dell’energia elettrica, esaminando il consumo dell’energia tra gli input per settore. Dai dati del GRTN [Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale], riaggregati secondo la classificazione ISTAT per ottenere serie storiche omogenee dal 1991 al 2003, emerge la netta prevalenza di **meccanica, siderurgia, metallurgia e chimica**, tra i settori ad alta intensita’ energetica, seguiti da **editoria, carta, legno e mobilio, la lavorazione dei metalli non ferrosi e alimentare** (Fig. 2). Per la seconda, la dimensione di impresa dei settori piu’ sensibili al costo dell’energia, si nota che **il profilo del prezzo penalizza in modo piu’ accentuato le imprese di piccole e medie dimensioni**. Considerato il tessuto industriale del paese e la struttura delle nostre esportazioni, e’ evidente come un profilo tariffario complessivamente elevato e “regressivo”, che penalizza le piccole e medie imprese dei settori sensibili al costo dell’energia, rappresenti un danno significativo per la competitivita’ del paese.

Cause strutturali note, tra le quali spicca la scarsa diversificazione delle fonti di energia e la dipendenza dal petrolio (piu' del 70% della produzione interna di elettricit  e' termoelettrica) spiegano il persistente divario del prezzo medio dell'energia elettrica in Italia rispetto agli altri Paesi Europei, ma richiedono considerazioni politiche piu' radicali e di lungo periodo (scelte relative al nucleare, alla produzione di "carbone pulito"). Altre cause corrispondono invece a scelte di *policy* di piu' breve orizzonte temporale, non esplicitate nell'attuazione della liberalizzazione compiuta da questo Governo, che spiegano tuttavia il permanere di nicchie di rendita nel settore. Su queste ultime si puo' focalizzare l'attenzione nel breve periodo e si deve incidere, per il loro impatto tutt'altro che irrilevante sulla struttura dei prezzi e sullo sviluppo industriale del settore. Tra di esse, vorrei richiamare l'attenzione in queste pagine su tre aspetti critici :

- **il potere di mercato dei produttori dominanti sulla formazione del prezzo**, dopo la dismissione di alcune centrali dell'Enel;
- le scelte nell'attuazione della liberalizzazione che ancora costituiscono un freno al contenimento del prezzo e contribuiscono al permanere di rendite di monopolio, in particolare con riferimento a: **la valorizzazione del monopolista in vendita in conformita' con le "esigenze di cassa"** rappresentate dal Ministero dell'Economia, **la strategia di privatizzazione della rete di trasmissione nazionale, i profili tariffari per fasce di consumo industriale** e le scelte fiscali correlate;
- infine la **governance istituzionale**, che pone problemi di *accountability e di coordinamento*; ovvero: chi risponde della liberalizzazione ? Chi coordina le scelte di politica industriale ? Come si coniuga il percorso di liberalizzazione dei servizi pubblici con una strategia di politica industriale per il Paese ? Il rischio che emerge e' quello di sottostare all'ottica finanziaria, di breve periodo, del Ministero dell'Economia nella gestione delle liberalizzazioni/privatizzazioni o, all'estremo opposto, di invocare il ritorno ad una "cabina di regia", un nuovo Ministero delle Partecipazioni Statali, che non ha piu' ragione di essere.

Da ultimo, le esperienze internazionali maturate e concluse in questi anni consentono di individuare alcuni punti cruciali per proseguire la via della liberalizzazione con un orientamento piu' promettente dal punto di vista della risposta del sistema. Alcuni di essi sono richiamati nelle pagine finali, con l'obiettivo di fare tesoro delle esperienze piu' significative che ci hanno preceduto.

II. IL POTERE DI MERCATO DEI PRODUTTORI E IL PREZZO DI BORSA

2.1 La produzione e la composizione degli impianti

Un problema centrale per proseguire il cammino della liberalizzazione e' rappresentato dal potere di mercato che i singoli produttori possono esercitare nella

formazione del prezzo dell'energia all'ingrosso che si determina in borsa sul mercato libero e che costituisce un *benchmark* per il prezzo dei contratti bilaterali. Nel prezzo di borsa si consolidano le rendite dei produttori.

Per quanto attiene la produzione e' importante riconoscere che dalla dismissione delle "Genco" non si possono attendere certo risultati significativi. E' noto che i *vincoli della rete di trasmissione* e la *localizzazione geografica degli impianti di generazione* determinano condizioni in cui la domanda puo' essere soddisfatta solo con l'apporto determinante di un operatore, che e' quindi in grado di fissare il prezzo (diventando l'"operatore pivotale"). Ma il problema centrale e' costituito dalla *composizione del parco impianti di produzione*. Enel possiede la quasi totalita' degli impianti di punta (che coprono le punte del fabbisogno)¹; Endesa e' l'unico produttore concorrente ad avere una composizione simile del parco impianti [il 7,5% sono impianti di punta]. Tuttavia, a tutt'oggi non si e' fatto nulla per incidere su questi elementi, che restano un passaggio cruciale per il successo della liberalizzazione. [La politica delle autorizzazioni – i decreti "sblocca centrali" del Ministro Marzano-, nelle condizioni di incertezza regolatoria vissute dagli imprenditori del settore in questi anni, non ha certo potuto produrre risultati significativi in tal senso].

2.2 Prezzi di borsa e potere di mercato

Il mercato per lo scambio centralizzato all'ingrosso dell'energia elettrica **enfatisza questo problema**. Dalla partenza della borsa elettrica, il 1° aprile 2004, definite le macro aree rilevanti, ovvero i mercati distinti geograficamente, in ogni macro-area si e' manifestata una struttura di offerta fortemente concentrata, come testimoniano i dati del GRTN. [Nel periodo dal 1° aprile 2004 al 1° settembre 2004, nella "Macroarea Nord", dove maggiore e' la pluralita' di produttori, di fatto solo 4 produttori hanno avuto un ruolo di rilievo nell'offerta: Enel e' il primo operatore, con offerte accettate in borsa tra il 33% e il 48%; Edipower e' il 2° operatore, con quote di offerte accettate tra il 23% e il 33%; Endesa e' il 3° operatore con quote accettate tra il 9,8% e il 13,9%, infine Enipower, il 4° operatore con quote tra il 7% e il 10,6%.]

Ma l'aspetto cruciale e' naturalmente *se e quanto e' indispensabile un operatore per coprire il fabbisogno energetico di una zona*; unitamente all'esistenza di limiti di trasmissione sulla rete nazionale, questa posizione consente a quell'operatore di fissare il prezzo di borsa, che vale per tutte le transazione di quell'ora. Al riguardo si rileva che **Enel e' stata indispensabile nel:**

100% delle ore nel mercato rilevante "Macrosud" (c-nord, centro e parte del sud),

¹ La composizione degli impianti di Enel e': 51,4% impianti di *mid-merit*, 15,2% impianti di punta, il resto impianti di base.

44% delle ore nel mercato rilevante “Nord”

29% delle ore nel mercato rilevante “Sardegna” (e Endesa e’ stata indispensabile per il 67% delle ore in “Sardegna”)

24% delle ore nel mercato rilevante “Macro Sicilia” (Sicilia e Calabria). Infine, Edipower e’ stata indispensabile per il 19% delle ore in “MacroSicilia”.

Gli altri concorrenti non hanno mai avuto la possibilita’ di concorrere alla fissazione del prezzo.²

Questa condizione mette Enel in una posizione predominante, in grado di diventare operatore pivotale nella fissazione del prezzo di borsa anche in altre aree di mercato, facendo un uso strategico del potere di mercato rilevato dall’AEEG, grazie alla diffusione dei propri impianti di generazione sul territorio nazionale, che rende non replicabile da altri la strategia di Enel, a meno di comportamenti collusivi.³ Questo comporta che si massimizzino i profitti sulle vendite residuali, riducendo la quota di energia elettrica offerta. E’ quindi cruciale che aumentino gli impianti di generazione (di punta e mid-merit) nel resto del paese.

L’indagine dell’AEEG conclusa nel febbraio 2005 e resa pubblica in aprile contiene la segnalazione all’Autorita’ Garante della Concorrenza e del Mercato del riscontro **di pratiche collusive tra Endesa ed Enel in due periodi** -giugno 2004 e gennaio 2005- che avrebbero determinato un prezzo abnorme dell’energia all’ingrosso venduta in borsa [72 Euro per MWh in giugno (15 Euro per MWh piu’ dello stesso periodo 2003) e 83 Euro per MWh in gennaio 2005 (26 Euro per MWh in piu’ rispetto al 2004)]. La condizione di abuso di posizione dominante segnalata all’Autorita’ e’ considerata di particolare gravita’ in gennaio 2005, quando i prezzi di borsa costituiscono un *benchmark* per la conclusione di contratti bilaterali di lungo periodo. **Non e’ certo che l’Antitrust, in conformita’ con l’istruttoria dell’AEEG convalidi oggi l’ipotesi di collusione.** Ricordo che l’Ofgem inglese e’ stata in grado di rompere la collusione del duopolio di generazione solo con la minaccia di interventi punitivi in materia tariffaria in due occasioni a meta’ degli anni ’90.

2.3 Il ruolo della borsa e dei segnali di prezzo per l’allocazione degli investimenti.

Il prezzo medio di vendita in borsa riflette queste condizioni. E’ in grado la Borsa con **segnali di prezzo** di attivare **investimenti localizzati in modo efficiente** per colmare le carenze di impianti nelle diverse aree geografiche ? I segnali si sono prodotti, **ma** per il periodo **2004-2007** l’AEEG prevede un aumento della potenza efficiente netta di 14.800 MWh, localizzati per il 60 % al Nord, dove gia’ si concentra il 53% della capacita’ disponibile. L’incertezza regolatoria gioca un ruolo cruciale, in queste decisioni di investimento di lungo periodo.

² Indagine conoscitiva dell’AEEG, delibera 18/2/05, p. 57.

³ V. in proposito la segnalazione dell’indagine conoscitiva AEEG 2005, p 73

Da molte parti si auspica che si completi la liberalizzazione riducendo la inelasticità della domanda di elettricità al prezzo, consentendo cioè al mercato di fissare prezzi di acquisto diversi anche per i consumatori ⁴. Si pone tuttavia una contraddizione: se si completa in questi termini il percorso della liberalizzazione -con prezzi zionali diversi per i grandi consumatori, determinati dai vincoli di rete - prima che un congruo parco di impianti di generazione sia collocato nelle regioni centro-meridionali, si rischia di aggravare ulteriormente i costi delle piccole e medie imprese del Centro sud, che si troveranno esposte ad un costo dell'energia elettrica ancora più alto, riducendo la loro competitività'.

Infine, è impensabile che si espongano gli operatori che utilizzano l'energia elettrica come input produttivo, oltre all'Acquirente Unico, alla volatilità del prezzo all'ingrosso, prima di aver attivato un mercato regolamentato di strumenti finanziari di copertura. Anche in questo caso l'esperienza scandinava fa scuola, poiché mostra come si sia progressivamente irrobustito il mercato fisico dell'energia con l'introduzione graduale e flessibile di strumenti finanziari standardizzati, gestiti in parallelo con il mercato all'ingrosso dell'energia, che hanno consentito tra l'altro di far maturare strategie di domanda da parte dei produttori "energivori" e di coprire le punte di prezzo nelle condizioni di crisi.

E' evidente, tuttavia, che ***il mercato di strumenti finanziari derivati non deve costituire un ulteriore passaggio nella catena dei costi che si riversa sul prezzo finale dell'energia elettrica nel Paese; di conseguenza è cruciale che il mercato dei derivati sia concepito come un servizio, che gli strumenti siano standardizzati, quindi accessibili a tutti i consumatori industriali, che il rischio finanziario non si aggiunga alla volatilità dei prezzi del petrolio e di conseguenza che il mercato sia regolamentato***, ovvero intermediato da una Clearing House.

BORSA E POTERE DI MERCATO: CHE FARE ?

- *intervenire sull'offerta* –dotare le diverse aree di impianti di generazione con composizione diversa dalla attuale [impianti di punta, ecc.] e localizzazione diversa; *intervenire sulla domanda*, offrendo strumenti di copertura dal rischio.
- *eliminare le strozzature di rete e rafforzare la rete lungo i confini nazionali* (v. cartina).

III SCELTE TARIFFARIE E CONSEGUENZE DI POLITICA INDUSTRIALE

3.1 La valorizzazione del monopolista "in vendita"

⁴ Oggi , nel caso in cui vincoli di rete determinino prezzi zionali diversi nello scambio dell'energia all'ingrosso, ai produttori sono riconosciuti prezzi corrispondentemente diversificati, mentre per i grandi consumatori è mantenuto un prezzo medio unico su tutto il territorio nazionale.

La seconda nicchia in cui si annidano rendite nella filiera di produzione e distribuzione dell'energia elettrica e' rappresentata dalle tariffe; e' significativo rilevare quali forze premono ancora contro un ridimensionamento delle tariffe. Per questo analizziamo tre aspetti: **la valorizzazione del monopolista "in vendita", la rete, il profilo tariffario per fasce di consumo industriale.**

Una scelta rilevante per gli effetti sul costo dell'energia e' stata quella attuata da questo Governo di valorizzare il produttore monopolista in via di privatizzazione, allo scopo di monetizzare le entrate derivanti allo Stato dal collocamento sul mercato. Questa scelta, miope relativamente alla politica industriale di medio periodo, e' espressione di un **evidente "conflitto di interesse" tra Autorita' per l'energia e il gas e Ministero dell'Economia, in assenza di una "voce " di strategia industriale elaborata per il paese dal Ministero delle Attivita' Produttive.** Evidenzia il ruolo degli attori della politica industriale su cui torneremo in ultimo punto: e' indispensabile infatti fare chiarezza di ruoli istituzionali tra Governo e AEEG, in particolare ribadire l'indipendenza e le competenze dell'AEEG e il ruolo strategico di politica industriale del Ministero delle AAPP, rispetto al Ministero dell'Economia, il cui predominio ha fatto assumere alla liberalizzazione una connotazione finanziaria di breve periodo. [Enel nel 2004 ha un aumento del 16,5% dei ricavi netti (36.500 milioni Euro) e un aumento del 36,3% dell'utile netto (3.500 milioni di euro, ma questo non si trasmette in investimenti di impianti di generazione nelle zone carenti del Paese, bensì in un elevato dividendo staccato per il Ministero dell' Economia, cui il *management* dell'Enel risponde per la sua nomina.

Questa politica, conforme alle esigenze di "cassa" espresse dal Ministero dell'Economia, e' stata naturalmente sostenuta anche *a livello locale* dal mondo delle ex municipalizzate, che ha esercitato a sua volta pressioni per il mantenimento di tariffe elevate, con particolare riferimento alla quota relativa alla distribuzione, ottenendo di recente l'adeguamento in tariffa della perequazione specifica, a remunerazione dell'attivita' di distribuzione; questo consente di valorizzare in borsa le azioni delle imprese neo-quotate. Non a caso, rileviamo che quando le aziende locali sono tornate al *core business* energetico, dopo avventure di diversificazione in altri settori, hanno accresciuto il valore, gli utili e i dividendi per il Comune.

3.2 La rete, servizio pubblico, e il canone di accesso alla rete

Un secondo esempio di questa impostazione tariffaria emerge dal recente bilancio di Terna, la societa' proprietaria della rete di trasmissione dell'energia elettrica, di cui Enel deteneva il 50 % del capitale fino alla recente cessione del 14% (aprile 2005) e in attesa di una discussa vendita del 30% alla Cassa Depositi e Prestiti. Terna chiude il 2004 con un utile netto di 236 milioni di Euro, un aumento del 36,6%. **Distribuirà un dividendo (!) di 0,115 Euro ad azione.** I mercati finanziari e il Governo hanno manifestato grande soddisfazione per questi risultati operativi;

ricordiamo, tuttavia, che il 97 % dei ricavi di Terna sono costituiti da un corrispettivo fissato in tariffa dall'AEEG ogni 4 anni e trasferito dal GRTN in forma di canone annuo a copertura dei costi di esercizio, degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito⁵ e che esso si trasferisce direttamente sul costo dell'energia elettrica sopportato dalle imprese che operano in Italia.

C'e' da rallegrarsi di questi utili ? A quale strategia di settore, di politica industriale, corrispondono, essendo il costo dell'energia elettrica in Italia – per industria e consumi- il piu' alto d'Europa ? Di quali industrie si parla quando si stabilisce di migliorare la competitivita' del paese ? Basta ricordare che qualsiasi rendita nel settore dei servizi incide sulla competitivita' del tessuto industriale, aumentandone i costi. A livello locale, inoltre, per quanto riguarda le reti di distribuzione, l'AEEG ha aumentato nel corso dell'anno il corrispettivo specifico per la distribuzione, accrescendo gli utili delle aziende di servizi locali [ne da' testimonianza la recente trimestrale di cassa di Acea, sensibilmente e positivamente influenzata dagli aumenti tariffari concessi dall'AEEG per l'uso delle reti di distribuzione].

Problemi connessi alla privatizzazione della rete ? La recente soluzione proposta dall' OCSE, che invita a privatizzare la rete per introdurre concorrenza non farebbe che peggiorare queste condizioni, che appesantiscono il costo dell'energia elettrica nel Paese. **Serve una rete pubblica, di proprieta' del gestore, secondo il modello scandinavo, che attui una significativa strategia di investimenti.**

3.3 Il profilo tariffario per fasce di consumo industriale e la politica fiscale

Come ultimo punto nell'analisi della politica tariffaria, e' opportuno scomporre le tariffe ed esaminarne le diverse componenti e il profilo per fasce di consumo industriale. Si nota cosi' che in Italia i prezzi dell'energia elettrica per uso industriale sono persistentemente superiori alla media europea, **ma** lo scostamento dalla media e' piu' accentuato **per classi di consumo pari a 160, 1250 e 2000 MWh l'anno** [le classi di consumo industriale vanno da 30 a 70000 MWh l'anno]. Cio' significa che, per le dimensioni di consumo industriale piu' grandi, i *prezzi lordi* hanno ridotto il divario con la media europea (va notato che gli oneri generali di sistema pagati dalle utenze industriali si sono ridimensionati, anche se e' salito il costo della materia prima.). Al contrario, e' aumentato il divario di costi a sfavore delle piccole e medie imprese italiane.

A cio' si aggiunge una scelta fiscale, implicita nel profilo delle tariffe lorde. E' opportuno scomporre la tariffa; i prezzi lordi dell'energia elettrica per uso industriale comprendono nella classificazione Eurostat :

⁵ Nel 2003 il canone e' stato di 782 milioni di Euro, 730 nel 2002, 708 nel 2001. Anche in questo caso si nota che il suo Presidente e' stato nominato dal Ministero dell'Economia a.d. dell'Enel, in segno di riconoscimento della buona gestione *finanziaria* condotta in Terna.

- componenti fiscali : IVA, ecotassa e
- oneri generali di sistema: per l'Italia comprendono le componenti A e UC⁶, esclusi i costi di allacciamento alla rete.

Si tratta a livello europeo di prezzi per larga parte amministrati o di riferimento (prezzi massimi raccomandati). Queste scelte fiscali, in Italia “redistributive”, colpiscono maggiormente le piccole imprese. Ma anche per il prezzo netto, la struttura della tariffa registra un aumento superiore per le classi di consumo industriale più basso.

Le opzioni tariffarie concorrono così a definire la politica industriale del paese (in modo particolare per i produttori di energia e per i produttori dei settori ad alta intensità energetica). Chi ha pagato le spese di queste scelte tariffarie nella struttura industriale italiana, in termini di perdita di competitività? In termini di politica industriale, il costo dell'energia incide diversamente sulla competitività delle imprese a seconda del settore di appartenenza e della dimensione stessa dell'impresa. Per la prima, si è identificato il sottoinsieme dei settori di produzione più esposti al costo dell'energia, (dai dati del GRTN), nei settori della *siderurgia, chimica e meccanica*, seguiti con consumi elevati di energia da *editoria, carta, legno e mobilio, la lavorazione dei metalli non ferrosi e l'alimentare*. Per la dimensione di impresa, invece, si è verificata un'incidenza maggiore del costo dell'energia che grava sulle piccole e medie imprese.

IV L'ESPERIENZA INTERNAZIONALE

Abbiamo oggi esempi diversi di liberalizzazione - nei Paesi Scandinavi, in UK, in California - passati attraverso un identico modello di mercato [*unbundling*, separazione della rete, borsa elettrica, libertà di scelta dell'operatore di servizio per i consumatori]; disegni di borsa simili, perseguiti tuttavia con strategie opposte, secondo due tipologie molto distanti nell'architettura istituzionale, nella regolazione e nella strategia di attuazione. Uno è stato di successo [quello attivato dai Paesi Scandinavi] gli altri due sono falliti [costituiti in Inghilterra e California]. Questo Governo pervicacemente sembra seguire i due modelli falliti, per motivi che prescindono dallo sviluppo del settore energetico, ma attengono alle scelte finanziarie del Ministero dell'Economia.

⁶ A e UC corrispondono rispettivamente: “le componenti A agli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico quali ad esempio i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili (ecc.) e sono individuati dal Governo con decreto o dal Parlamento tramite leggi; le componenti UC coprono ulteriori elementi costo (quali ad esempio la perequazione) individuati dall'Autorità “. AEEG, dal sito www.autorita.energia.it

In sintesi, si possono richiamare i due modelli attuativi in questi termini. L'obiettivo di attuare la liberalizzazione a passi rapidi ha portato a un modello più estremo in *Inghilterra* e in *California*: intensa frammentazione e privatizzazione delle imprese di generazione ex monopoliste, clienti liberi di scegliere l'operatore, tutti, da subito, transazioni obbligatorie in borsa (il Pool di England & Wales nato nel 1990, e Callpx, in California, nel 1998). Sembra **un modello "idealmente" valido: offriamo mercato, concorrenza e possibilità di scelta ai consumatori, per far scendere i prezzi dell'energia. Ma non è un modello robusto:**

- California fallisce dopo la crisi del 2000: si torna al "pubblico", per garantire l'energia elettrica alla regione. (Solo successivamente la FERC ridiscuterà la possibilità di attivare una borsa non obbligatoria per i diversi Stati);
- il Pool inglese è chiuso nel 2001 per evidente collusione tra le imprese di generazione; è sostituito dal NETA, un insieme di borse decentrate per organizzare le contrattazioni bilaterali.⁷

Il modello opposto è quello dei *Paesi Scandinavi*: attua una liberalizzazione graduale, con progressivi cambiamenti istituzionali e nella *governance* pubblica delle imprese di generazione, mantiene per gli operatori libertà di scelta tra l'uso di contratti bilaterali e transazioni di borsa. ***La liberalizzazione è accompagnata da un intenso lavoro sulla rete, soprattutto sui confini nazionali.*** Poiché è l'unico modello di liberalizzazione che si consolida e irrobustisce nel tempo, dopo aver superato una grave crisi di offerta (la gelata dell'inverno 2002-3) è utile seguirne il percorso e la strategia di attuazione. Si nota tra l'altro che la struttura iniziale del mercato dell'energia è quella dell'Italia: monopolio pubblico nella produzione, con vincoli di rete per conformazione geografica della regione.

Inizia nel 1991, con la legge per la liberalizzazione del settore energetico in Norvegia, cui si associa la Svezia, formalmente nel '95. A differenza del "modello inglese", l'obiettivo non è privatizzare, ma rendere più efficiente il sistema e migliorare le condizioni di concorrenza ***Le grandi imprese di generazione a maggioranza pubblica, non sono quindi frammentate, ma si tende ad attenuare il loro potere di mercato allargando il mercato rilevante*** [in Svezia Vattenfall e Sydkraft hanno il 75% della produzione]. La borsa, non obbligatoria, è proprietà comune delle due società pubbliche della rete di Svezia e Norvegia; proprietà e gestione della rete restano unificate e pubbliche, dopo l'*unbundling*.

Data la volatilità del prezzo dell'energia idroelettrica (che copre il 99% della produzione in Norvegia), si costruisce un mercato di strumenti finanziari derivati, complementare alla borsa elettrica, per consentire la copertura del prezzo di borsa dell'energia all'ingrosso [per inciso, si nota che questi strumenti riducono la convenienza del monopolista ad esercitare il proprio potere di mercato, compensando

⁷ v. V. Termini, Relazione ai Commissari Consob, 2002 e F.Piron, 2005.

sui flussi finanziari i ricavi degli scambi di elettricità sottostante]. Il mercato dei derivati è molto flessibile, ma regolamentato: si consente alla *Clearing House* di intermediare anche strumenti *over the counter* per rafforzare la sicurezza del sistema e si modificano rapidamente nel tempo le caratteristiche e la durata degli strumenti offerti per accogliere le esigenze degli operatori che si manifestano sul mercato dell'energia all'ingrosso. La liquidità della borsa elettrica e della borsa dei derivati finanziari sul prezzo dell'energia si alimentano vicendevolmente.

Il percorso disegnato per la liberalizzazione prosegue con la Finlandia che aderisce a Nord Pool nel 1998, la Danimarca Occidentale nel '99 e infine la Danimarca Orientale nel 2000.

Tra il 1991 e il 2000 si costituisce così un ampio mercato dell'energia integrato per le cinque regioni coinvolte - Norvegia, Svezia, Finlandia, Danimarca Occidentale e Orientale - e una borsa regionale integrata. Le cinque società di rete sono proprietarie della Borsa elettrica. I Ministri dell'Energia stabiliscono una rete stabile di cooperazione, il Nordel.

Agli inizi del 2000, si nota che la strategia di allargamento del mercato, consentito dalla priorità data al rafforzamento della rete ai confini, ha provocato:

- l'attenuazione del potere di mercato delle cinque grandi imprese di generazione, rimaste grandi nell'arena europea;
- la diversificazione delle fonti :
 - Norvegia produce 99% energia idroelettrica
 - Svezia = 50% idroelettrica + 30% nucleare
 - Finlandia = 25% idroelettrica + 45 % termoelettrica + 30% nucleare
 - Danimarca = 90 % termoelettrica (carbone);
- l'ampliamento del mercato e il potenziamento della rete lungo i confini nazionali ha consentito inoltre di superare la crisi di offerta dell'inverno 2002-3, causata da condizioni atmosferiche eccezionalmente severe che hanno azzerato le riserve idriche.
- Infine, la Borsa ha funzionato con segnali di prezzo efficienti anche perché, durante la crisi, l'aumento straordinario dei prezzi ha indotto gli auto-produttori "energivori" a interrompere le altre produzioni e vendere l'energia prodotta in borsa.

In relazione alle tariffe, l'Autorità- Norwegian Water Resources & Energy Administration- dal '97 ha modificato le tariffe per la distribuzione da "*cost of service*" a "*price cap*". Non c'è in questo sistema un "Acquirente Unico", a tutela dei piccoli consumatori, ma i distributori che servono clienti piccoli e medi sono obbligati alla trasparenza e pubblicano i prezzi via *internet*. Gradualmente si sta aprendo il mercato a tutti i consumatori (in Danimarca la scadenza è prevista per il 2007).

Dunque la via che ha favorito il successo della liberalizzazione nei Paesi Scandinavi, utile richiamo per l'impostazione della nuova fase di liberalizzazione in Italia, e' stata quella di:

- *rafforzare le reti sulle frontiere*
 - *favorire la collaborazione con i paesi limitrofi*
 - *agevolare cosi' lo scambio e la diversificazione delle fonti e*
 - *attenuare il potere di mercato dei singoli produttori nazionali, senza indebolirli nell'arena europea.*
-
- *favorire politiche strutturali che riducono l'incentivo per i produttori ad esercitare potere di mercato* (con una *governance* pubblica, con la costituzione di mercati regolamentati di strumenti finanziari di copertura del prezzo, connessi alla borsa elettrica e non lasciati all'iniziativa OTC degli intermediari finanziari),
 - consentire *liberta' di scelta tra borsa e contratti bilaterali.*

Se queste sono le tappe della liberalizzazione seguite dal modello vincente dei Paesi Scandinavi, e' opportuno esaminare in questa luce le politiche attuative seguite in Italia, che si sono purtroppo intrecciate con esigenze connesse alla privatizzazione e al ridimensionamento del debito pubblico, senza il necessario coordinamento in un disegno di politica industriale per il Paese. Molte di queste scelte spiegano le difficolta' emerse e i risultati deludenti in termini di contenimento dei prezzi, promozione della concorrenza e sicurezza del sistema, nel percorso fin qui seguito.

V CONCLUSIONI

Date queste premesse sulle condizioni di offerta e data la inelasticita' della domanda di energia elettrica al prezzo, per proseguire il percorso della liberalizzazione sembra opportuno seguire alcune tappe, che possiamo mutuare dall'esperienza dei Paesi Scandinavi dall'inizio della liberalizzazione negli anni '90, utilizzando il privilegio che ci deriva dalla condizione di *late comers*.

- 1 In **primo** luogo e' indispensabile **rafforzare la rete**, non solo riducendo la congestione tra zone, ma **allargando i confini nazionali del mercato**. – E' importante che la capacita' del *management* di Terna, di Enel e delle municipalizzate per quanto attiene alla distribuzione, sia commisurata non tanto ai profitti conseguiti, anche con politiche di contenimento dei costi che poco si trasmettono nei prezzi finali, ma alla capacita' di costruire nuovi tratti di rete e di rafforzare i collegamenti di trasmissione con il circuito europeo, allo scopo si allargare il mercato rilevante, in vista di possibili alleanze future-. La carta vincente di Nord Pool (a partire dalla liberalizzazione iniziata nel '91 con tappe graduali seguite con relativa flessibilita' attuativa) e' stata proprio quella di non scorporare rapidamente le societa' pubbliche di generazione, riducendone la

dimensione, frammentando e privatizzando la produzione interna, quanto di rafforzare la trasmissione di confine per allargare il mercato, annettendo al mercato norvegese del Nord Pool gradualmente Svezia (1995), Finlandia (1998) e da ultimo la Danimarca occidentale (1999) e la Danimarca Orientale (2000), uniformando quindi le regole e le strutture di mercato con i paesi limitrofi. Seguendo questa strategia di liberalizzazione, e' certamente condivisibile il **modello scandinavo di proprieta' pubblica della rete**, purché le decisioni di strategia industriale non siano affidate direttamente ad un Ministero dell' Economia impegnato nella privatizzazione delle aziende, il quale, in una evidente condizione di "conflitto di interessi", non può che far prevalere un'ottica finanziaria di breve periodo sulle scelte di politica industriale.

- 2 In **secondo** luogo, poiché l'AEEG ha bene evidenziato che la posizione di predominio sul mercato di pochi operatori e' determinato:
 - *dalla capacita' di generazione,*
 - *dalla localizzazione geografica degli impianti e*
 - *dalla tipologia degli impianti di generazione (impianti di punta),*e' evidente l'esigenza di **agire su questa struttura dell'offerta anche nel breve periodo**. E' dunque necessario puntare a una modificazione della particolare geografia degli impianti di produzione in Italia, concentrati al Nord.

- 3 In **terzo** luogo, rimanendo nelle strategie di offerta, si nota che l'incentivo all'esercizio del potere di mercato da parte degli operatori dominanti, che massimizzano il profitto con il contenimento dell'offerta, può essere ridotto con **l'introduzione di un mercato regolamentato di strumenti derivati di copertura sul prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica**.⁸. Anche in questo caso l'esperienza dei Paesi Scandinavi ha mostrato la via. E' evidente, tuttavia che *il mercato di strumenti finanziari derivati non deve costituire un ulteriore passaggio nella catena dei costi che si riversa sul prezzo finale dell'energia elettrica nel Paese*; di conseguenza e' **cruciale che il mercato dei derivati sia concepito come un servizio, che gli strumenti siano standardizzati e accessibili a tutti i**

⁸ Si compensano i profitti derivanti dalla rendita sul mercato reale con i flussi di segno contrario sui derivati finanziari. Per un'illustrazione dei meccanismi di aggiustamento che rendono gli strumenti finanziari derivati sul prezzo dell'energia elettrica un buon disincentivo all'uso del potere di mercato nel mercato reale dell'energia rinvio alla presentazione in Consob di un progetto di mercato di derivati elettrici (marzo 2002). Alla stessa rinvio per le argomentazioni a sostegno di mercati regolamentati dei derivati elettrici contro l'uso di strumenti *over the counter* e per un richiamo all'esperienza internazionale. V. Termini "Un Mercato di Derivati sul Prezzo dell'Energia in Italia" Relazione presentata ai Commissari Consob nell'Audizione del 20 marzo 2002.

consumatori industriali, che il rischio finanziario non si aggiunga alla volatilità dei prezzi del petrolio e di conseguenza il mercato sia regolamentato, ovvero intermediato da una *Clearing House*. Le recenti direttive europee in materia di mercati finanziari si sono mosse in una direzione favorevole a questa impostazione, consentendo eventualmente agli operatori l'accesso diretto al mercato, nel rispetto di particolari condizioni di garanzia. L'impostazione del Ministero dell'Economia e delle Attività Produttive sul tema, negli ultimi due anni, volta a "lasciare il campo" semplicemente ai mercati finanziari, non segue la direzione "scandinava", ma al contrario rischia di appesantire ulteriormente i costi della liberalizzazione per i consumatori industriali e di far maturare rischi e profitti finanziari sui mercati dei derivati *over the counter*.

- 4 Si sta indubbiamente attraversando un periodo di transizione, attraverso un uso della borsa elettrica che differenzia i prezzi solo per i produttori, lasciando pagare un prezzo unico nazionale ai consumatori. Molto ci si aspetta dal completamento delle regole di borsa, ovvero dal pagamento di prezzi all'ingrosso differenziati da parte dei consumatori, allo scopo di introdurre elementi di elasticità nella domanda di energia elettrica (dal 1° gennaio 2005 la domanda ha un ruolo "attivo" in borsa). Prescindendo dalle difficoltà tecniche che ancora investono il *metering* dei consumi, sembra rischioso e contraddittorio con una strategia di lungo periodo esporre la domanda a differenze di prezzo tra zone, ancor prima di dotare le imprese che usano l'energia elettrica come input di appropriati strumenti finanziari di copertura del prezzo. Si rischia di penalizzare ulteriormente le piccole e medie imprese del Centro Sud, sia per la struttura tariffaria, sia per la suddivisione in zone dei prezzi del mercato all'ingrosso.
- 5 E' indispensabile perseguire la via di ***accordi europei, rafforzando cioè le reti sulle frontiere e favorendo la collaborazione con i paesi limitrofi, allo scopo di agevolare lo scambio e la diversificazione delle fonti*** e soprattutto di ***ampliare il mercato rilevante per attenuare il potere di mercato dei singoli produttori nazionali, senza indebolirli nell'arena europea***.
- 6 Da ultimo, la ***governance***: l'architettura istituzionale di governo per i servizi liberalizzati. La tentazione di ricostituire un Ministero delle Partecipazioni Statali non può essere percorsa. E' contraria agli indirizzi europei –che prevedono che la regolazione dei servizi pubblici prescinda dagli assetti proprietari - e sarebbe dannosa, contribuendo ad esautorare il Ministero delle Attività Produttive cui compete il compito di coordinare la strategia di politica industriale del Paese in una visione di lungo periodo. E' chiaro che vanno maturate e rese più trasparenti

le responsabilità degli attori che definiscono indirizzi strategici, attuazione e controllo dei servizi pubblici, in particolare tra Ministero delle Attività Produttive, dell'Economia AEEG e Antitrust, rispetto a al cammino seguito negli anni recenti. In particolare è necessario ribadire l'indipendenza e le competenze dell'AEEG e il ruolo strategico di politica industriale del Ministero delle AAPP rispetto al Ministero dell'Economia, la cui voce ha fatto assumere alla liberalizzazione una connotazione finanziaria di breve periodo.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI:

AEEG e AGCM, Indagine Conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, 2005, www.autorita.energia.it

AEEG, Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte per i giorni 7,8,9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005 (Allegato A), Febbraio 2005, www.autorita.energia.it

AEEG, Segnalazione all'Autorita' Garante della Concorrenza e del Mercato (Allegato B), Delibera n.25/05, Febbraio 2005, www.autorita.energia.it

G.Amato , Privatizzazioni, liberalizzazioni e concorrenza nel sistema produttivo italiano", in corso di pubblicazione in : Sviluppo o declino. Il ruolo delle istituzioni per la competitivita' del Paese, L.Torchia , F.Bassanini (a cura di), Passigli 2005

L.Cavallo, S.Sapio, V.Termini, *Market Design and Electricity Prices: Evidence from Nord Pool & California Price Crises*, May 2005, mimeo

C.De Vincenti, "Nota su Liberalizzazioni, Regolazione e Politica Industriale", maggio 2005, www.astrid.it

Enel, Bilancio annuale, 2004

Eurostat, www.europa.eu.int/comm/eurostat/

GRTN, Dati sui consumi, <http://www.grtn.it>

NordPool, www.nordpool.com/nordpool/group

P.Ranci, "*Concorrenza e liberalizzazione: il caso dei servizi energetici a rete*", in L.Torchia, F.Bassanini (a cura di), Sviluppo o declino. Il ruolo delle istituzioni per la competitivita' del Paese, .Passigli 2005

F.Piron, "Regulatory and Institutional Framework and Market Design: the Experience of the Nordic Countries", June 2005, mimeo

V. Termini, Un Mercato di Derivati sul Prezzo dell'Energia in Italia, Relazione presentata nell'Audizione ai Commissari Consob, 20 marzo 2002.

Figura 1: Il prezzo dell'elettricità (€/kWh) in Italia e nell'Unione europea nel 2003 per fasce di consumo

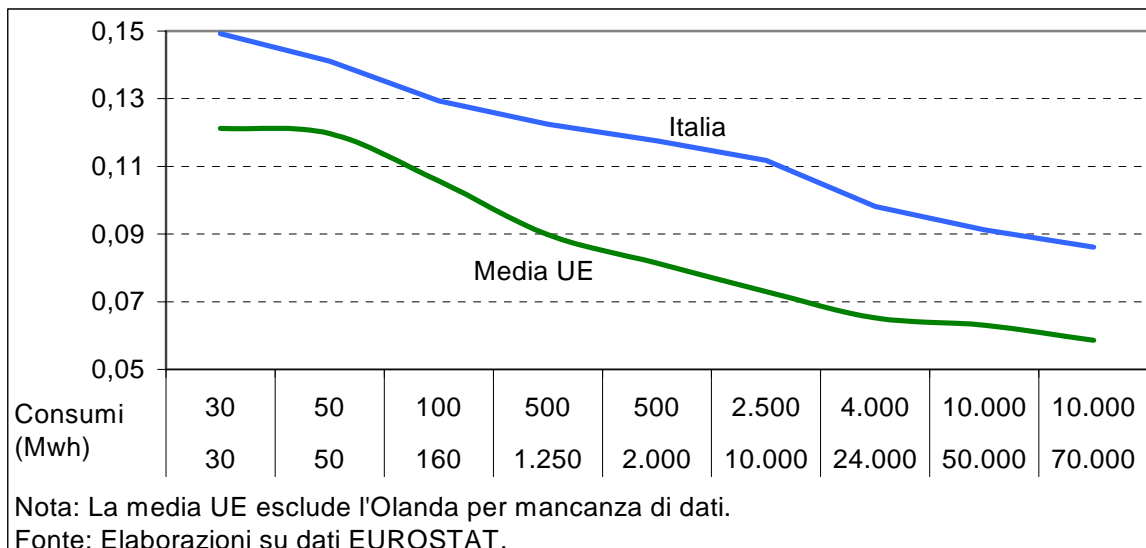
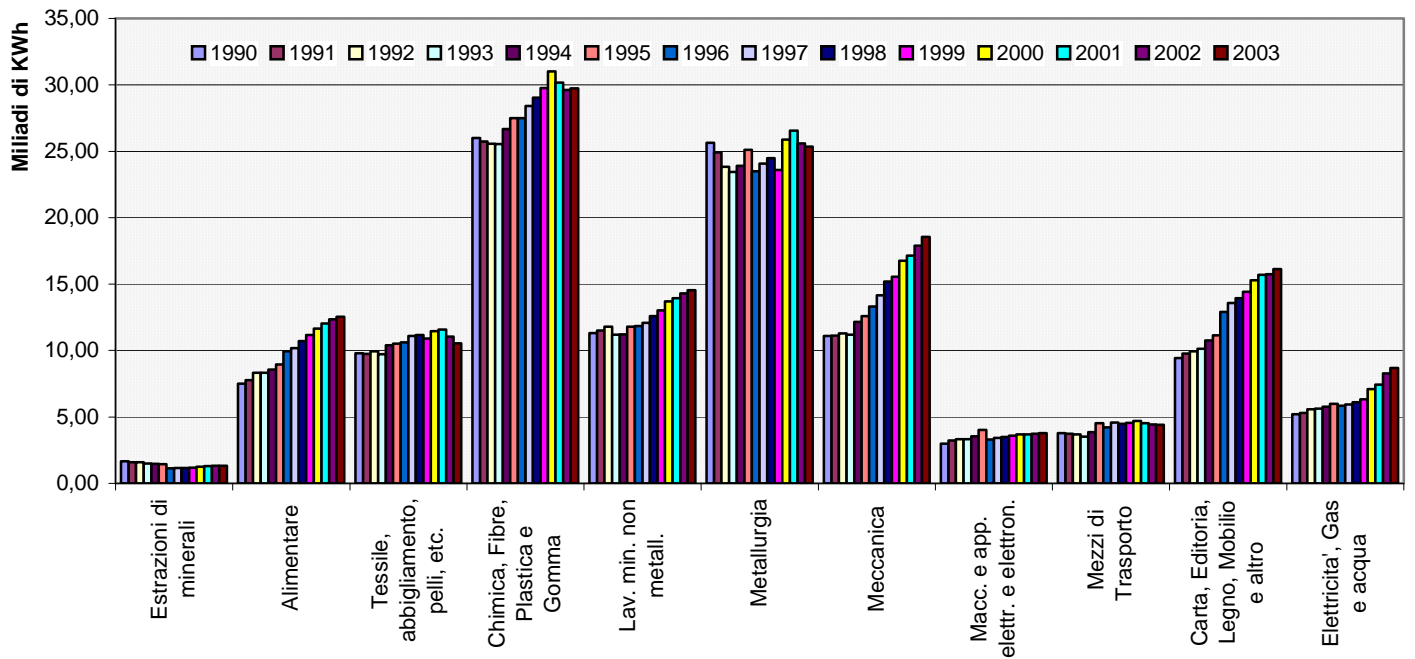


Figura 2: I consumi di energia elettrica in Italia per settori di attività economica dal 1990 al 2003

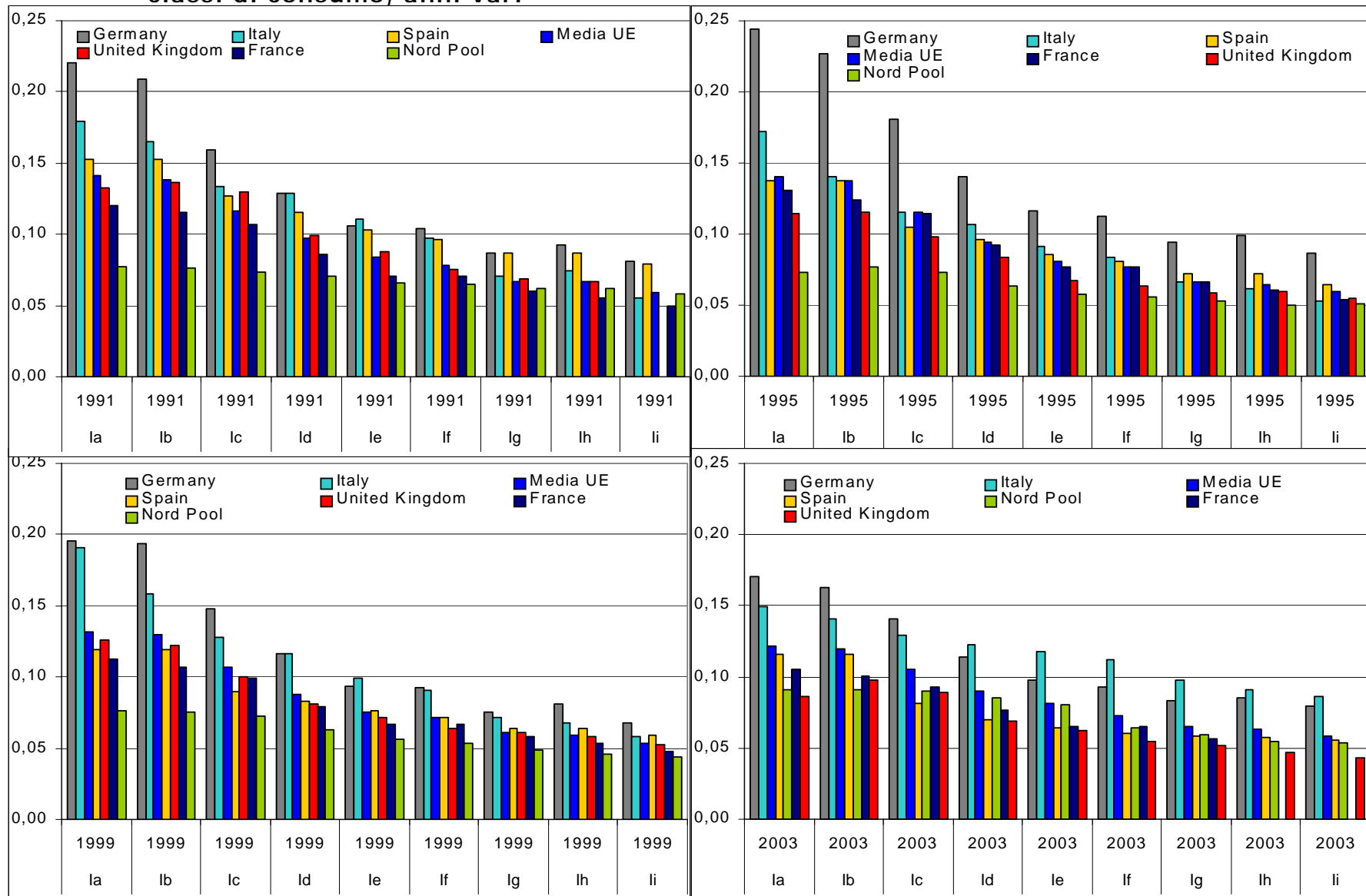


Fonte: Elaborazioni su dati GRTN

Tavola 2: Le classi di consumo elettrico Eurostat

Classe	Codice EUROSTAT	Descrizione
Ia	4162050	(Ann. consum.: 30MWh; max. dem.: 30kW; ann. load: 1000h)
Ib	4162100	(Ann. consum.: 50MWh; max. dem.: 50kW; ann. load: 1000h)
Ic	4162150	(Ann. consum.: 160MWh; max. dem.: 100kW; ann. load: 1600h)
Id	4162200	(Ann. consum.: 1250MWh; max. dem.: 500kW; ann. load: 2500h)
Ie	4162250	(Ann. consum.: 2000MWh; max. dem.: 500kW; ann. load: 4000h)
If	4162300	(Ann. consum.: 10000MWh; max. dem.: 2500kW; ann. load: 4000h)
Ig	4162350	(Ann. consum.: 24000MWh; max. dem.: 4000kW; ann. load: 6000h)
Ih	4162400	(Ann. consum.: 50000MWh; max. dem.: 10000kW; ann. load: 5000h)
Ii	4162450	(Ann. consum.: 70000MWh; max. dem.: 10000kW; ann. load: 7000h)

Figura 3: Prezzo dell'energia elettrica ad uso industriale al lordo delle imposte, per classi di consumo, anni vari



Fonte: Elaborazioni su dati EUROSTAT.