

3

Mercato elettrico

DI MASSIMO BECCARELLO E ANDREA VILLA



Per valutare i progressi del processo di liberalizzazione nel mercato elettrico italiano si procederà, sul piano metodologico, in modo analogo all'analisi della scorsa edizione dell'Indice. L'analisi del settore sarà suddivisa nelle diverse fasi della filiera al fine di cogliere l'incidenza dei diversi segmenti sullo sviluppo del processo di liberalizzazione.

Ricordiamo che l'obiettivo principale dell'analisi è quello di valutare il grado di "contendibilità" sviluppato dal mercato.

Struttura della generazione elettrica

Il grado di contendibilità del mercato nel segmento della generazione è in continuo miglioramento e questo grazie ad una sistematica riduzione del grado di concentrazione dell'offerta di energia elettrica. Tra le ragioni del miglioramento giocano sia fattori strutturali, ovvero una straordinaria crescita degli investimenti in nuovi impianti (senza pari nel contesto europeo), sia il susseguirsi di interventi regolatori pro-competitivi che hanno rimosso il rischio di posizioni dominanti attraverso l'applicazioni di market test periodici e programmi di intervento attraverso *capacity release*.

Passando ad analizzare più attentamente i cambiamenti intervenuti durante il 2006 (l'ultimo anno per cui i dati sono disponibili) possiamo osservare, sul piano strutturale, una crescita della generazione lorda italiana, la quale ha visto un incremento del 4,1 per cento, stabilizzandosi a 257 terawattora (TWh). Questo aumento ha reso possibile la copertura dell'81,6 per cento dei consumi italiani. L'aumento della generazione lorda è stata determinata dagli incrementi da parte delle centrali che utilizzavano gas naturale (+6,1 per cento)¹ e fonti rinnovabili (+3,6 per cento). L'aumento della generazione elettrica, determinato prevalentemente dagli ammodernamenti, ha fatto sì che l'Italia sia ora in grado di produrre energia almeno pari al picco di domanda e che sia così meno dipendente dalle importazioni.

Per quanto riguarda invece le singole imprese la quota di Enel si è contratta di altri 4 punti percentuali a fronte dei quali si è registrata una presa di posizione del gruppo Edison.

L'indice di Hhi del segmento della generazione segnala una diminuzione abbastanza marcata (da 1963 a 1655 punti).

L'anno 2006 ha visto la creazione di nuova capacità di generazione per 4500 megawatt (MW), soprattutto di natura termoelettrica. In particolare Edison ha aumentato la sua capacità di 800 MW grazie alla centrali di Torviscosa, mentre Eni Power ha aumentato la capacità di 350 MW grazie alla centrale di Brindisi (Tabella 1). Altro elemento strutturale rilevante è la riduzione della pressione competitiva proveniente dal fronte dell'interscambio con l'estero. L'incremento di capacità produttiva lorda ha determinato un'ulteriore conseguenza, ovvero una diminuzione del 7,8 per cento delle importazioni, e un aumento delle esportazioni di ben il 44,7 per cento. In virtù di questi nuovi valori, le importazioni hanno soddisfatto il 13,2 per cento dei consumi elettrici nazionali, riducendosi dell'1,7 per cento rispetto all'anno precedente.

Le stesse considerazioni fatte per la generazione lorda, valgono anche per l'energia destinata al consumo² dove il gruppo Enel ha subito una riduzione della propria quota di mercato pari a sette punti percentuali, mentre Edison ha guadagnato ben due punti percentuali. Queste modificazioni hanno fatto sì che l'indice di Hhi sia ora pari a 2203, subendo una riduzione di 197 punti rispetto al 2005.

Tuttavia, i processi di realizzazione di centrali hanno avuto diversi problemi:

- tempi lunghi per l'approvazione e realizzazione
- costi specifici elevati
- esiti non uniformi nel territorio nazionale

TABELLA 1

Evoluzione delle quote di mercato nella generazione lorda (2000-2006).

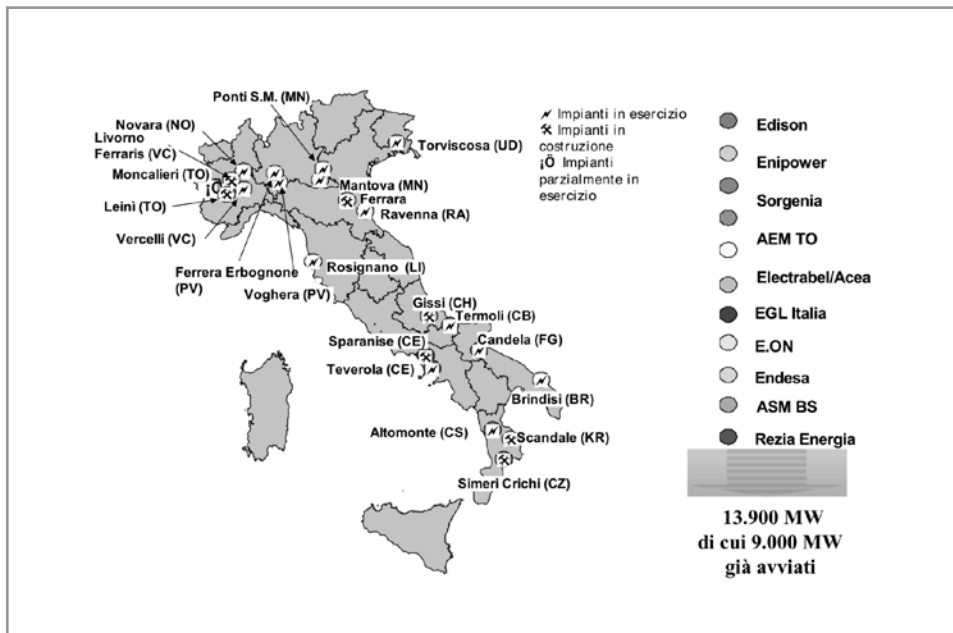
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enel	53.1	49.5	43.8	46.4	43.9	38.9	34.8
Enel Green Power	3.2	3.3	3	2.9			
Interpower	3.2	2.6	2.5				
Eletrogen/Endesa	8.3	6.6	6.8	6.4	7.4	8.1	9.7
Eurogen/Edipower	9.4	8.6	7	7.6	9	8	8.3
Gruppo Edison	7.3	9.4	13.4	9	12.1	11.7	13.1
Sondel	2.7	3					
Eni Power		2	1.9	2	9	8.9	9.2
Geval	0.1	1.1					
Aem Torino		0.9	0.6	0.5	0.6	1.1	
Aem Milano		1.7	1.4	1.3	1.5	1.2	1.6
Asm Brescia			0.7	0.6	0.9	0.9	1.1
Idroelettrica Idroenergia Cva			1.1	1	0.9	0.9	
Tirreno Power				2.3	2.2	3.8	4
Gruppo Erg				1.8	1.9	1.8	n.c
Sarlux				1.6			
Acea Electrabel			0.4	1.3	1.3	1.5	1.7
Centro Energia				0.7			
Cartiere Burgo				0.5	0.5	0.5	
Api Holding				0.5	0.9	0.9	
Electra GIp-GII				0.5	0.5	0.5	
Ivoc				0.3			
Agsm Verona				0.3	0.4	0.5	
Gruppo Saras					1.6	1.5	1.4
Foster Wheeler Mpe					0.7	0.7	
Iride							1.3
Altri	12.7	11.3	17.4	12.5	4.7	8.6	13.8
Totale	100	100	100	100	100	100	100
Cr4	81.3	77.4	74	72.3	72.4	67.9	72.4
HHI	3219	2829	2533	2518	2328	1963	1655

Fonte: Aeeg

Accanto a ciò si registrano due tipi di problemi che, se risolti, potrebbero migliorare il funzionamento della concorrenza nel segmento della generazione.

Da una parte, sulla base dei bilanci energetici regionali emerge che la distribuzione dei progetti di costruzioni dei nuovi impianti non è risultata coerente

con le zone che presentavano dei deficit strutturali di energia (Figura 1). Questo risultato rende necessaria una riflessione sul corretto funzionamento dei segnali di prezzo che si determinano nel mercato elettrico quale driver per le decisioni di investimento. La forte concentrazione degli investimenti nelle aree del nord e del sud, se rapportata ai segnali di prezzo, evidenzia piuttosto che gli impianti si sono costruiti “dove era possibile ottenere l’autorizzazione”.

FIGURA 1
Impianti elettrici esistenti o in costruzione


Fonte: Assoelettrica 2006

Questo risultato dovrebbe richiamare a una duplice riflessione sul funzionamento del mercato. La prima riguarda l’efficienza nel mantenere, a quattro anni dall’avvio del mercato elettrico, ancora prezzi uniformi dal lato della domanda, tali da vanificare qualsiasi segnale di prezzo nelle zone che presentano deficit energetici (di fatto poche centrali installate e/o autorizzate). In secondo luogo, ma non meno rilevante, il problema della costruzione delle infrastrutture di rete indispensabili per consentire un corretto sviluppo della dinamica competitiva del mercato. Per quanto esuli dagli scopi di questa analisi, le reti dovrebbero avvalersi degli stessi segnali di “*enforcement*” (penalizzazioni economiche) per quelle aree di mercato che ostacolano lo sviluppo di nuove interconnessioni. Questi meccanismi di *enforcement* comportano delle

scelte coraggiose sul piano allocativo e coerenti con un corretto sviluppo del processo di liberalizzazione tali per cui ogni territorio (zona) dovrà sostenere dei prezzi di mercato che ne rispecchino le scelte nello sviluppo delle infrastrutture elettriche.

Struttura del mercato all'ingrosso e vendita al dettaglio

La domanda di energia italiana nel 2006 è stata pari a 329,8 TWh con una crescita del 2 per cento rispetto al 2005. Come è ben noto nel 2004 è stato avviato il mercato elettrico italiano, il quale è suddiviso in due sottomercati: mercato del giorno prima e mercato di aggiustamento.³ Le operazioni sulla borsa elettrica sono state pari a 196,5 TWh, segnalando quindi una riduzione del 3,2 per cento rispetto alle transazioni avvenute nel 2005. La riduzione del numero di transazioni di borsa ha portato a una riduzione della liquidità di mercato, la quale, nel 2006, è stata pari al 59,6 per cento. Dall'altro lato i contratti bilaterali sono invece cresciuti dell'11 per cento. Per quanto riguarda invece le offerte proposte sulla borsa, sono aumentate in termini totale. Tale crescita è da addebitarsi totalmente alle offerte provenienti dalle zone estere dato che sono diminuite le offerte degli operatori nazionali e degli operatori titolari di certificati Cip6. Se si considerano i soggetti offerenti nel mercato del giorno prima possiamo notare che il loro numero è in continuo aumento dato che sono passati da sole 23 unità del 2004 a 80 unità nel 2006 (Tabella 2). In particolare sempre più soggetti fanno ricorso al mercato del giorno prima per soddisfare le loro esigenze energetiche; infatti, il numero di coloro che hanno effettuato almeno un'offerta di acquisto è aumentato da 5 a 68 soggetti.

TABELLA 2

Numero di operatori attivi sul mercato del giorno prima (2004-2006)

	2004	2005	2006
Operatori con offerte	23	69	80
Operatori con offerte di vendita	23	42	54
Operatori con offerte di acquisto	5	61	68

Fonte: Gme

La borsa italiana per l'elettricità prevede dei prezzi zionali dal lato dell'offerta e un prezzo unico nazionale (Pun) dal lato della domanda. La regola adottata dal Gme è la regola del prezzo marginale orario, cioè tutte le offerte vengono valorizzate al prezzo dell'ultima offerta accettata in ordine di merito.

Questo sistema d'asta indiscriminato, applicato ad una commodity che non è immagazzinabile, risente del comportamento degli operatori di medie dimen-

sioni, i quali potrebbero avere una domanda residuale positiva, e di conseguenza esercitare potere di mercato. Queste caratteristiche sul piano teorico potrebbero facilitare la collusione.

Dopo queste considerazioni di ordine teorico passiamo ad analizzare il comportamento del Pun e dei prezzi zionali durante il 2006. Come possiamo vedere dalla Tabella 3 relativa al 2006, il Pun è aumentato rispetto all'anno precedente.⁴ Tale aumento può essere spiegato tramite tre componenti:

- 1) aumento del costo delle materie prime;
- 2) mancanza di una vera e propria concorrenza nelle offerte di mercato;
- 3) introduzione dell'Emissions Trading Scheme (Ets).

TABELLA 3

Pun medio annuale (euro/MWh)

	2006	2005	2004
Media	74.75	58.59	51.66
Lavorativo	81.43	64.98	57.69
Picco	108.73	97.8	76.5
Fuori picco	54.12	42.15	38.88
Festivo	60.25	44.33	37.48
Minimo	15.06	10.42	1.1
Massimo	378.47	170.61	189.19

Fonte: Gme

Come evidenziato in precedenza il Pun è calcolato attraverso i prezzi zionali. Confrontando i prezzi Ipx con le altre borse elettriche si può notare come il prezzo italiano sia più alto e meno volatile rispetto agli altri prezzi europei. In particolare il prezzo più elevato dipende principalmente dal diverso mix di combustibili del nostro paese; mentre la minore volatilità dipende soprattutto dalla maggiore liquidità del nostro mercato e dal fatto che nella maggior parte degli altri mercati le borse elettriche svolgono prevalentemente una funzione di mercato di bilanciamento essendo la stragrande maggioranza degli scambi basata su negoziazioni bilaterali.

Passando allo studio delle singole macro aree (Nord, Sud, Sicilia e Sardegna) possiamo notare che la zona Nord esprime i valori di prezzo più bassi, mentre il differenziale massimo tra aree è aumentato rispetto al 2005, passando da 5,06 euro/MWh a 6,92 euro/MWh (Tabella 4). Una riflessione a parte meritano i poli di produzione limitata che sono definiti come poli di sola immissione, la cui unica domanda deriva dalle esportazioni nelle zone limitrofe. Il

meccanismo delle zone di produzione limitata induce i titolari dell'unità produttive ad offrire quantità inferiori al limite massimo di esportazione definito dalla zona, in modo tale da non separare il polo dalla zona limitrofa e permettere quindi al polo stesso di accedere al prezzo più remunerativo. Il 2006 ha visto la prima modificazione delle zone di produzione limitata dato che: è stato eliminato il polo di Piombino, sono stati ridotti i limiti del polo di Rossano ed è stato introdotto il nuovo polo di Foggia. I dati del 2006 indicano che i poli di produzione limitata si sono differenziati dalle loro zone limitrofe per meno del 3 per cento delle ore e per meno di 2,61 euro/MWh.⁵ Confrontando 2005 e 2006 possiamo affermare che i tassi di separazione sono aumentanti grazie al fatto che è aumentato il pluralismo dell'offerta all'interno dei singoli poli e quindi al loro interno è aumentata la competizione. Bisogna poi aggiungere che nel 2006 abbiamo avuto un aumento delle configurazioni di mercato, le quali sono salite a 999. Il numero medio di zone in cui si è articolato il mercato è anch'esso cresciuto, arrivando nel 2006 a 3,87. Quindi nel 2006 abbiamo visto un incremento della frammentazione di mercato, la quale ha dato vita ad un incremento della rendita nazionale di 34 milioni di euro, raggiungendo il valore record di 81 milioni di euro. Questi valori confermano le considerazioni precedenti sull'esigenza di meccanismi per accelerare il processo autorizzativo delle infrastrutture di rete attraverso una corretta imputazione dei costi alle zone deficitarie.

TABELLA 4

Confronto dei prezzi IpeX (euro) con i prezzi delle altre principali borse elettriche europee

	IPEX	EEX	Nord Pool	OMEL	PowerNext
2004	51.66	28.52	28.91	27.93	28.13
2005	58.59	45.97	29.33	53.67	46.67
2006	74.75	50.78	48.59	50.53	49.29
2007	70.99	37.99	27.93	39.35	40.88
Gennaio – 2008	86.24	56	45.84	70.41	65.18

Fonte: Reuters

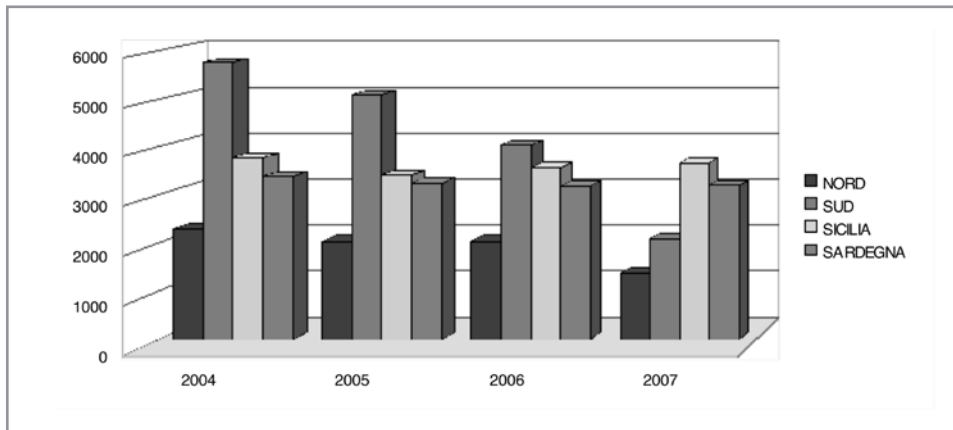
Nel 2006 è entrata sul mercato nuova capacità di generazione. Questi aumenti produttivi si sono divisi nelle due principali zone; infatti 2000 MW sono stati aggiunti nella zona nord mentre 3000 MW sono entrati in produzione nella zona sud. A fronte di questo aumento di capacità sono usciti dal parco produttivo 2100 MW, tutti localizzati nella zona sud, i quali però, erano inseriti fuori dalla zona d'ordine, quindi l'effetto finale di queste dismissioni è stato limitato. L'aumento netto di capacità generativa lorda ha ridotto il grado di concentrazione. Tuttavia, per le caratteristiche del mercato elettrico spiegate in pre-

cedenza, l'operatore dominante A ha mantenuto la sua "residualità" e quindi il suo potere di determinazione del prezzo in tutte le tre aree, mentre i follower B e C sono stati rilevanti solo al nord e nelle isole. Considerando gli indici di concentrazione per zona possiamo notare che l'indice di Hhi ha assunto valori che definiscono il mercato moderatamente concentrato solo al Nord. Infatti la zona Nord ha assunto valori di Hhi medi pari a 2039 in termini di offerta e 1348 in termini di vendita; inoltre per il 96 per cento delle ore esso è rimasto sotto la soglia dei 1800 punti, al di sotto della quale il mercato viene definito moderatamente concentrato, e per il 28 per cento delle ore l'indice di Hhi è rimasto sotto la soglia dei 1200 punti che indica la presenza di un mercato competitivo. La zona Sud è stata invece quella che ha subito nel 2006 la maggiore riduzione della concentrazione grazie al fatto che nuova potenza elettrica è entrata nel parco di produzione. Bisogna però aggiungere che la zona Sud rimane la zona maggiormente concentrata (Figura 2).

L'andamento appena descritto per l'anno 2006 è rimasto invariato anche nel 2007. Come mostrato in Figura 3 gli indici di Hhi hanno continuato la loro discesa al Nord, dove la media degli Hhi orari mensili è ormai stabilmente compresa tra 1500 e 1200 punti.

FIGURA 2

Indice di Hhi annuale nelle vendite (2004-2007)

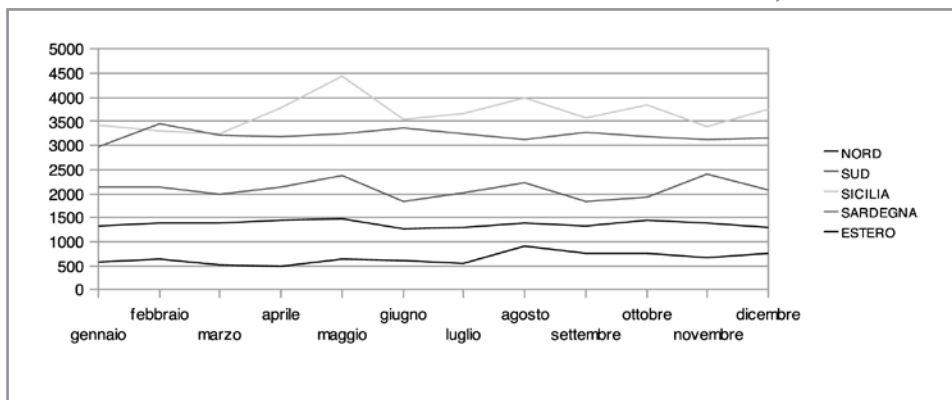


Fonte: Gme

L'Autorità per l'energia ha previsto che per misurare il grado di concorrenza del mercato fossero calcolati due indici di "residualità": $lor(h)$, che misura per ciascun operatore la percentuale di ore in cui esso aveva una domanda residuale positiva nel mercato (e quindi poteva svolgere la funzione di *price maker*) e $lor(q)$, che calcola le quantità su cui l'operatore ha deciso l'esito

FIGURA 3

Andamento nell'anno 2007 delle medie mensili dell'indice HHI sulle quantità vendute



Fonte: Gme

di mercato. Considerando i due indici pubblicati dal Gme il mercato presenta un progressivo miglioramento: la zona Nord ha evidenziato una riduzione marcata (coerente con l'ingresso in servizio di nuovi impianti), mentre nelle altre aree gli indici mantengono valori ancora elevati. Analizzando le singole imprese si ricava, poi, che gli operatori "indispensabili" sono stati quattro⁶ e che circa il 26 per cento dell'energia scambiata sul mercato è stata offerta da operatori in posizione di *price maker*. Infatti, a livello nazionale, l'operatore dominante A è stato necessario per l'83 per cento delle ore e per il 73 per cento delle proprie vendite (dati Gme). Inoltre nella macro zona Nord i valori dello $lor(h)$ sono concentrati nelle ore di picco ($lor(h)=100$ per cento e $lor(q)=23$ per cento), visto che al di fuori di queste ore i valori sono stati pari a $lor(h)=73$ per cento e $lor(q)=9$ per cento. Tutti questi dati indicano che la situazione competitiva sta migliorando ma sono necessari ulteriori passi.

TABELLA 5

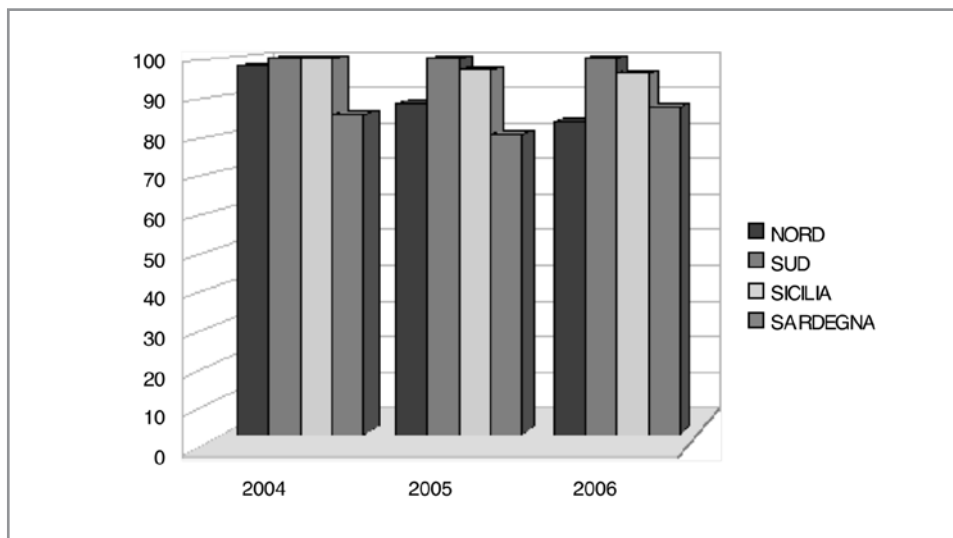
Ore con almeno un operatore necessario ($lor(h)$): % sul totale

	NORD	SUD	SICILIA	SARDEGNA
A	83	100	96	54
B	5	0	-	84
C	3	0	5	-
CIP6	1	8	13	26
TOTALE	83	100	96	87

Fonte: Gme

FIGURA 4

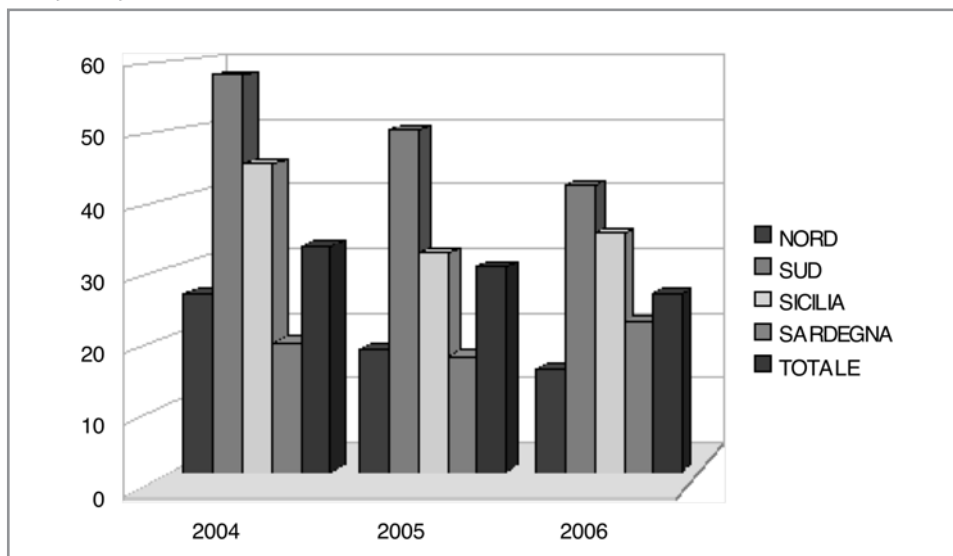
lor(h) nel periodo 2004-2006



Fonte: Gme

FIGURA 5

lor(q) nel periodo 2004-2006



Fonte: Gme

Infatti, la riduzione della concentrazione non ha dato effetti positivi di rilievo sull'indice lom (indice di operatore marginale), cioè la quota di volumi su cui ciascun operatore ha fissato il prezzo. In questo caso il numero di operatori che hanno fissato il prezzo è passato da 21 a 35 ma solo 4 operatori hanno fissato il prezzo per almeno l'1 per cento, cioè la stessa percentuale di volumi del 2005. Anche su questo indice bisogna segnalare che l'operatore A ha fissato il prezzo sul 90 per cento dei volumi complessivi nazionali (Tabella 6).

TABELLA 6

Indice di fissazione del prezzo lom (2006): % sul totale

	NORD	SUD	SICILIA	SARDEGNA	TOTALE
A	87.7	95.5	85.6	85.8	90.2
B	2	0.9	0.5	10.2	1.9
C	3.9	1.3	9.7	0.9	3.2
Altri	6.4	2.3	4.2	3.1	4.7

Fonte: Gme

Unbundling

La liberalizzazione del mercato elettrico è stata attuata utilizzando due principi fondamentali: Third Party Access (Tpa) e *unbundling* della rete di trasporto.

I due principi sono strettamente collegati fra loro. Infatti senza una qualche forma di separazione strutturale risulta limitato il Tpa. In assenza di una separazione strutturale, le imprese richiedenti l'utilizzo della rete sarebbero in una situazione competitiva svantaggiata rispetto l'operatore verticalmente integrato che ne ha la proprietà.

TABELLA 7

Grado di apertura del mercato e tipologia di Unbundling nei diversi Stati europei

	Apertura del mercato	TSO	DSO
Austria	100	legale	legale
Francia	70	legale	manageriale
Germania	100	contabile	contabile
Italia	79	proprietaria	legale
Spagna	100	proprietaria	legale
Uk	100	proprietaria	legale

Fonte: Commissione Europea

Per questo ordine di ragioni le direttive europee hanno richiesto una separazione almeno societaria. Come si può vedere dalla tabella successiva non tutti gli Stati si sono comportati nello stesso modo. Ad esempio la Francia ha previsto una separazione solo manageriale per le reti di distribuzione.

Analisi della domanda

La tabella seguente riporta alcune informazioni fondamentali sul comportamento della domanda nel periodo 2000-2006. Con l'entrata in vigore dell'art 21, comma 1, lettera b della direttiva europea 2003/54/CE tutti i clienti non domestici sono considerati liberi, essi quindi hanno la possibilità di rimanere all'interno del mercato vincolato o di scegliere fornitore alternativo. Nel 2006, in media, i clienti non domestici hanno utilizzato effettivamente il mercato non vincolato in misura pari al 67,7 per cento della domanda potenzialmente libera la quale rappresenta il 47 per cento della domanda totale. La domanda effettivamente libera sta continuamente aumentando e quindi possiamo affermare che almeno in parte le strategie di competizione dei nuovi entranti hanno incominciato ad avere effetto. Tale percentuale è elevata in termini relativi ma non in termini assoluti visto che solo il 47 per cento della domanda è libera di scegliere il proprio fornitore. Quindi è auspicabile un incremento della domanda potenzialmente libera affinché la competizione porti benefici anche ai consumatori residenziali.

Conclusioni

Per concludere riproporremo l'indice di liberalizzazione creato nel 2007 su base dati 2005. L'indice si compone di tre componenti che cercano di interpretare le diverse fasi della filiera elettrica.

Il primo elemento considera la concentrazione dell'offerta nel segmento *wholesale*. Questo primo elemento è costituito dalla media pesata di due indici: il complementare dell'indice Cr3, con peso pari al 60 per cento, e il numero di imprese che hanno una quota superiore al 5 per cento. Essendo la parte della filiera produttiva maggiormente importante il peso di questo elemento è stato posto pari al 50 per cento.

Il secondo elemento dell'indice è invece rappresentato dalla quota di soggetti che fanno ricorso al mercato liberalizzato, e che quindi non hanno utilizzato il mercato regolamentato. A questo elemento abbiamo assegnato il valore del 30 per cento. Il secondo elemento dell'indice è stato quindi modificato rispetto all'anno precedente. Infatti, i dati di switching factor non sono più disponibili. Per mantenere un certo grado di coerenza abbiamo dapprima ipotizza-

TABELLA 8

Analisi della domanda ed apertura verso l'estero

Anno	Domanda totale (Gwh)	Export (Gwh)	Import (Gwh)	(Import+export)/domanda
2000	279319.5	484	44831	0.16
2001	285492.1	549.3	48926.6	0.17
2002	290959.5	922.3	51519.1	0.18
2003	299788.6	518.3	51485.9	0.17
2004	304489.6	790.8	46425.7	0.16
2005	309816.8	1109.5	50264	0.17
2006	316047	1605	46323	0.15

Anno	Domanda vincolata (Twh)	Domanda libera (Twh)	Domanda libera/domanda totale	Domanda libera effettiva/ domanda libera potenziale
2000	209.4	46.1	0.17	
2001	187.2	76	0.27	
2002	170.5	98.2	0.34	
2003	165.6	113.1	0.38	
2004	156.3	127.1	0.42	60.04
2005	153	136.7	0.44	61.2
2006	138.5	149.7	0.47	67.7

Fonte: rielaborazione su dati AeeG

to un andamento costante dello *switching factor* inglese. In secondo luogo è stato calcolato il totale di energia elettrica acquistata sul mercato libero. Per mantenere delle quote costanti si è calcolata la percentuale di energia acquistata sul mercato libero rapportata alla grandezza potenziale del mercato liberalizzato. Come si può vedere dalla Tabella 8, in soli tre anni questa quota è passata dal 60,04 per cento al 67,7 per cento. In un solo anno si è osservato un incremento di ben 6,5 punti percentuali.

Il terzo e ultimo elemento dell'indice è rappresentato invece dalla tipologia di *unbundling*. Questa variabile può assumere solo dei valori discreti: infatti è pari a 100 se la separazione è di tipo proprietario, 70 per cento quando è di tipo societario o legale, 25 per cento quando è di tipo manageriale e 10 per cento quando è di tipo contabile.

Il benchmark utilizzato è stato il Regno Unito che ha un modello di *unbundling* di tipo proprietario e ha un Cr3 pari al 38 per cento, valori di switching factor (nell'anno 2005) superiori all'80 per cento e un numero elevato di imprese che hanno una quota superiore al 5 per cento (7 imprese nel 2006). I dati italiani mostrano delle luci e delle ombre. Infatti si ha una buona separazione strutturale tra rete e operatore dominante e un buon numero di imprese con quota superiore al 5 per cento (7 imprese, uguale al dato del 2005), ma si ha un alto indice Cr3 e un non elevato valore della quota di mercato che utilizza il mercato libero.

Il risultato finale è che l'indice di liberalizzazione è migliorato in maniera poco significativa dal 72 per cento al 74 per cento. Quindi il mercato elettrico italiano ha compiuto un ulteriore progresso nel processo di liberalizzazione.

NOTE

1. Gli elevati prezzi petroliferi hanno invece ridotto la generazione elettrica (-1,8 per cento).
2. Il calcolo delle quote è stato fatto al netto delle cessioni del Gse a seguito dei ritiri obbligatori e al netto dell'energia desinquinata ai pompaggi e alle esportazioni
3. A questi due mercati si aggiungono poi il mercato del dispacciamento e la piattaforma di aggiustamento bilaterale.
4. Tale comportamento può essere notato grazie al fatto che tutte le medie riportate in tabella Tabella 3 hanno subito incrementi superiori al 15 per cento.
5. Le uniche eccezioni sono il polo di Rossano, Brindisi e Priolo che si sono staccati per un numero di ore superiore.
6. Di cui uno è il GSE in relazione alle vendite Cip6.

Settore: Elettricità**Benchmark: Regno Unito**

Indicatore	Peso (%)	Sottoindicatori	Peso (%)	Punteggio parziale (%)	Punteggio (%)
Concentrazione dell'offerta nel segmento wholesale	50	Imprese con almeno il 5% di capacità sul totale	40	63	61,8
		(100-CR3)	60	61	
Switching factor	30				77
Modello di unbundling	20				100
Valutazione complessiva					74

