INDAGINE CONOSCITIVA SULLO STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

9 Febbraio 2005

Resoconto dell'attività di indagine compilato da:

- *Direzione energia elettrica, con il supporto di Direzione strategie, studi e documentazione, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;*
- *Direzione A dell'Autorità garante della concorrenza e il mercato,*

su mandato delle rispettive Autorità con

- *deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 13/03 e*
- *deliberazione dell'Autorità garante della concorrenza e il mercato n. 11737 pubblicato sul bollettino n. 8/2003.*

INDAGINE CONOSCITIVA SULLO STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

INTRODUZIONE 4

1 ELEMENTI STRUTTURALI DEL SETTORE ELETTRICO NAZIONALE 5

1.1 DOMANDA ED OFFERTA ALL'INGROSSO DI ENERGIA ELETTRICA 5
1.1.1 Copertura del fabbisogno elettrico nazionale 5
1.1.2 Principali operatori 6
1.1.3 Copertura del fabbisogno con l'avvio del mercato organizzato 7
1.2 ANALISI DELLA CAPACITÀ PRODUTTIVA INSTALLATA 8
1.2.1 Potenza installata e potenza disponibile 8
1.2.2 Composizione del parco elettrico nazionale 9
1.2.3 Ripartizione della potenza netta per singolo operatore 11
1.2.4 Previsioni di crescita del parco generazione 17

2 IL DISPACCIAMENTO DI MERITO ECONOMICO E IL SISTEMA DELLE OFFERTE 21

2.1 CARATTERISTICHE TECNICO-NORMATIVE DEL SETTORE E ARCHITETTURA DEI MERCATI 21
2.2 IL MODELLO ITALIANO 22
2.2.1 Congestioni di rete e segmentazione spaziale del mercato 25
2.2.2 Corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto 29
2.2.3 L'impiego di strumenti a termine per la copertura dei rischi connessi con la volatilità del prezzo nel mercato 30
2.3 IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO 34

3 ANALISI DEL POTERE DI MERCATO NEI MERCATI RILEVANTI 37

3.1 INTRODUZIONE 37
3.2 IL MERCATO ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA 39
3.2.1 Mercato rilevante del prodotto 39
3.2.2 I Mercati geografici rilevanti 43
3.2.3 Analisi del potere di mercato unilaterale 55
3.2.4 Un approfondimento della relazione tra pivotalità e dominanza in un'ottica antitrust 62
3.2.5 Incentivi all'esercizio del potere di mercato unilaterale nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica 65
3.2.6 Andamento e livello dei prezzi nel mercato del giorno prima 70
3.3 IL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO 76
3.3.1 Individuazione dei mercati rilevanti 76
3.3.2 La struttura del MSD 80

4 L'ESERCIZIO DEL POTERE DI MERCATO COLLETTIVO NEI MERCATI RILEVANTI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA 86

4.1 IL MODELLO DI OLIGOPOLIO PRESENTE SUI MERCATI RILEVANTI 86
4.2 FATTORI CHE INCENTIVANO LA COLLUSIONE TACITA 88
4.3 CONCLUSIONI 92

5 REGOLAZIONE E ANTITRUST IN MATERIA DI CONCORRENZA 93

5.1 PREDISPOSIZIONE DELLE CONDIZIONI ESSENZIALI AL FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO E PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA 93
5.2 MONITORAGGIO DEL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI 94
5.3 INTERVENTI REGOLATORI PER IL CONTROLLO DEL POTERE DI MERCATO 95
5.4 ACCERTAMENTO DELLE CONDOTTE ILLECITE IN UNA PROSPETTIVA ANTITRUST 95

6 SINTESI E CONCLUSIONI DELL'INDAGINE CONOSCITIVA 98

6.1 L'OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA 98

6.2 L'ARCHITETTURA DEL MERCATO ELETTRICO 99
6.3 POTERE DI MERCATO UNILATERALE 102
6.3.1 Il mercato all'ingrosso 102
6.3.2 La struttura del mercato all'ingrosso 103
6.3.3 Pivotalità nel mercato all'ingrosso 103
6.3.4 Pivotalità e dominanza 104
6.3.5 Pivotalità e incentivi all'esercizio del potere di mercato 105
6.3.6 Il mercato dei servizi di dispacciamento 106
6.4 POTERE DI MERCATO COLLETTIVO 107
6.5 INTERVENTO REGOLATORIO E INTERVENTO ANTITRUST IN MATERIA DI ESERCIZIO DEL POTERE DI MERCATO 108
6.6 LINEE DI INTERVENTO 109

Introduzione

L'anno 2004, con l'avvio del dispacciamento delle unità di produzione secondo criteri di merito economico e del sistema organizzato delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica (la cosiddetta "borsa elettrica"), ha rappresentato un momento di svolta nel processo di liberalizzazione del settore elettrico avviato nel 1999 con l'approvazione del decreto legislativo n. 79/99. Per la prima volta i diritti di immissione e di prelievo di energia elettrica nel/dal sistema elettrico nazionale sono stati assegnati secondo principi di mercato ed i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso sono stati determinati dalle dinamiche della domanda e dell'offerta di energia elettrica.

Obiettivo di questa indagine è quella di analizzare, in un'ottica di promozione e tutela della concorrenza, i mercati dell'energia elettrica all'ingrosso e del connesso servizio di dispacciamento, valutando e misurando, in particolare, l'eventuale esistenza di potere di mercato su tali mercati. A tal fine, si è proceduto, in primo luogo, ad identificare i mercati rilevanti al cui interno misurare la posizione degli operatori e valutare le rispettive strategie (capitoli 2 e 3). In questo l'indagine si discosta dalle tradizionali analisi strutturali, per tentare di disegnare un nuovo ambito competitivo, cioè definire dei nuovi mercati rilevanti, adattando la metodologia di analisi al nuovo contesto di mercato sviluppato con l'avvio del dispacciamento di merito economico e dei vari mercati ad esso connessi (mercato del giorno prima, mercato dell'aggiustamento, mercato dei servizi di dispacciamento).

Non è oggetto di esame in questa indagine l'attività della vendita finale dell'energia elettrica ai clienti idonei e vincolati, attività che si trova ancora nella fase di transizione e che, solo nel 2007, vedrà la completa apertura della domanda finale (ancora vincolata per una percentuale sostanziale del totale).

Al riguardo, si sottolinea come sino all'avvio del dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica (1° aprile 2004), il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato era stabilito dall'autorità di regolazione e rappresentava un riferimento anche per le cessioni di energia elettrica nel mercato libero. Dal 1° aprile 2004 i prezzi amministrati sono stati sostituiti da prezzi di mercato ed il prezzo di riferimento per la valorizzazione dell'energia elettrica all'ingrosso è il prezzo registrato nella borsa elettrica. Le dinamiche concorrenziali che si realizzano sul mercato all'ingrosso sono dunque fondamentali per studiare l'andamento di tutti i prezzi finali dell'energia elettrica in Italia.

Una volta definiti i mercati rilevanti, l'indagine prosegue con un'analisi strutturale di tali mercati. Tutte le elaborazioni quantitative presentate nel testo si riferiscono ai primi sei mesi completi di funzionamento del meccanismo di dispacciamento di merito economico (periodo aprile – settembre 2004).

Sui mercati geografici all'ingrosso (che sono identificati sulla base di un principio zonale) si utilizzano, al fine di valutare l'esistenza di potere di mercato, sia indicatori tradizionali (quota di mercato, indici di concentrazione CR2 e CR4, indice HHI), sia indicatori innovativi e specifici del settore elettrico introdotti dall'autorità di regolazione (quali ad esempio, i cd indici pivotali o di indispensabilità alla copertura della domanda residuale). Per quanto riguarda invece il mercato del dispacciamento, l'esame delle condizioni competitive è svolto con un'analisi meno articolata rispetto a quelle utilizzate nel mercato all'ingrosso (ci si limita alla presentazione di indicatori di quote di mercato), anche in virtù dell'indicazione univoca, nella direzione delle presenza di potere di mercato unilaterale, che tali quote di mercato forniscono.

Ad una prima parte di analisi "fattuale" (capitoli 3 e 4), che esamina i mercati rilevanti e investiga in merito all'esistenza di potere di mercato unilaterale e/o collettivo, fa seguito una parte di analisi (capitolo 5) finalizzata a descrivere le modalità di intervento dell'autorità di regolazione settoriale e dell'autorità antitrust in materia di concorrenza. Scopo di questa parte è anche di definire il set ottimo di strumenti di monitoraggio ex ante dei comportamenti sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica che consentano alle autorità di contrastare il fenomeno del potere di mercato.

Conclude l'indagine un capitolo di sintesi e conclusioni nel quale sono riassunti i principali risultati e presentati gli interventi di cui le due autorità (di regolazione e di concorrenza) ritengono necessario valutare la fattibilità per un'eventuale implementazione, per migliorare, sia nel breve sia nel lungo periodo, il grado di concorrenza nella fornitura di energia elettrica all'ingrosso e di servizi di dispacciamento.

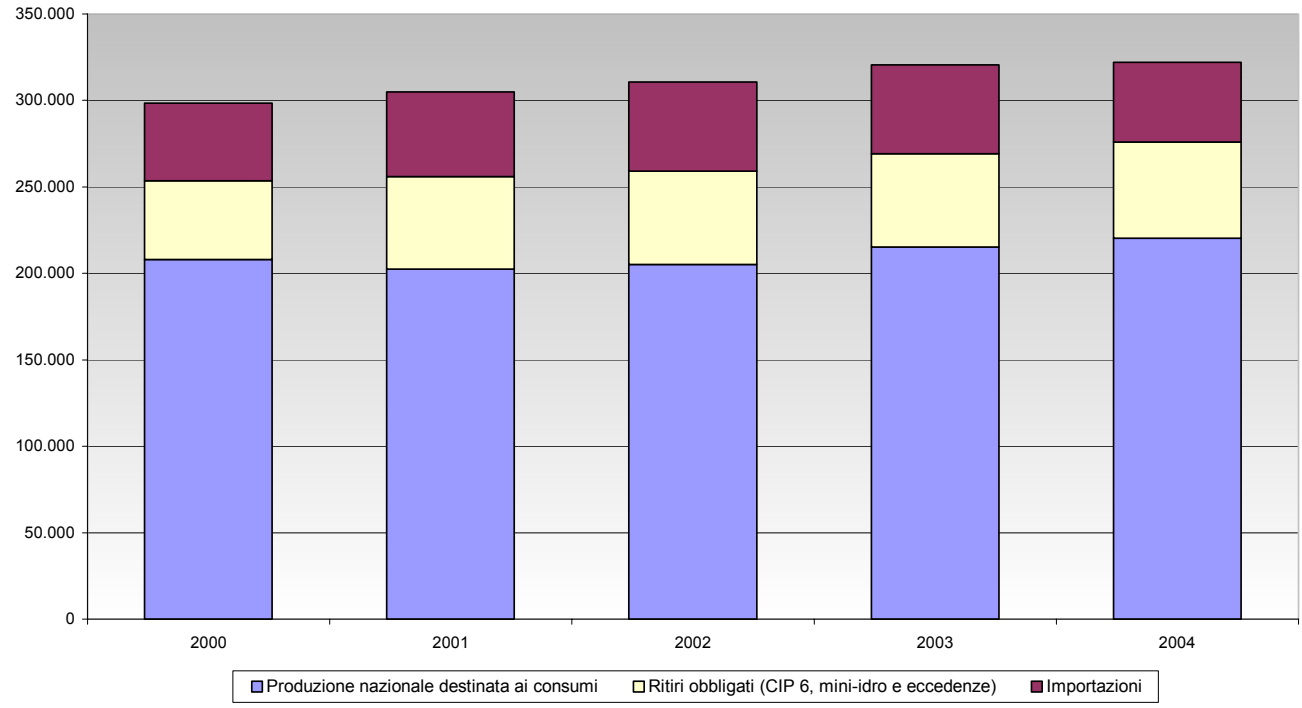
1 Elementi strutturali del settore elettrico nazionale

1.1 Domanda ed offerta all'ingrosso di energia elettrica

1.1.1 Copertura del fabbisogno elettrico nazionale

Nel periodo 1998-2004 il fabbisogno di energia elettrica è cresciuto mediamente del 2,4% all'anno assestandosi nel 2004 a 322 TWh. Nel 2004 le importazioni, pari a 46 TWh hanno coperto il 14% del fabbisogno complessivo di energia elettrica del nostro paese. Il rimanente 86% è stato coperto dalla produzione nazionale, a sua volta scomponibile in produzione ritirata dal Grtn (cosiddetta produzione Cip 6) per circa 56 TWh (17% del fabbisogno) e altra produzione nazionale, al netto dell'energia destinata ai servizi della produzione, ai pompaggi e all'esportazione, per 220 TWh (68%).

FIG. 1.1 FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA E SUA COPERTURA (GWh)

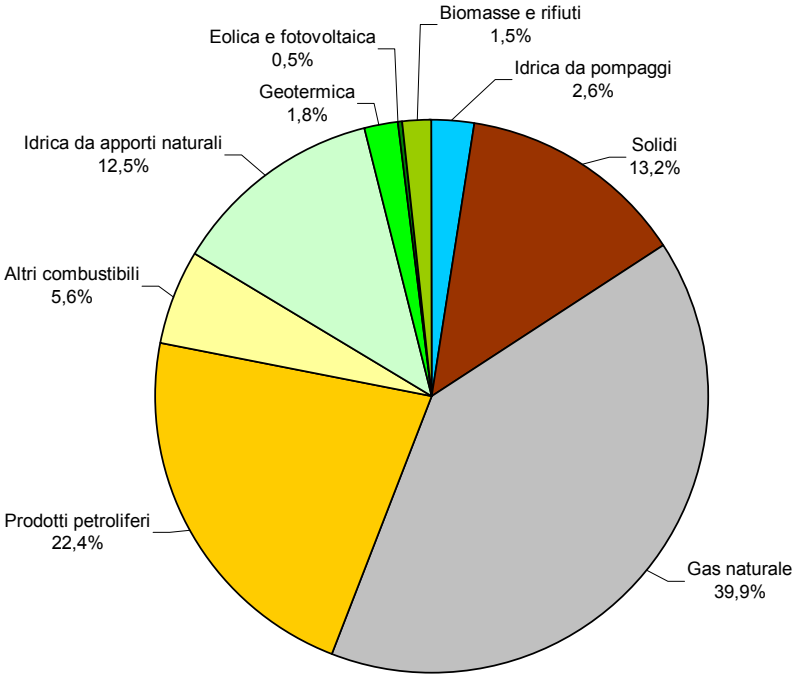


Fonte: elaborazione AEEG su dati Grtn

La produzione termoelettrica, inclusa la produzione da biomasse e rifiuti, ha rappresentato nel 2004 l'81,4% della produzione lorda complessiva, la generazione idroelettrica totale è stata pari al 16,2% mentre la produzione geotermoelettrica si è attestata sull'1,8%; infine, il contributo dell'energia eolica e fotovoltaica è stato pari allo 0,6%. Con riferimento alle serie storiche fino al 2003, per le quale si dispongono di informazioni statistiche più dettagliate, nell'ambito della generazione termoelettrica si conferma il trend decrescente dei consumi di prodotti petroliferi con

un forte calo nel peso di tale fonte (dal 56% al 28% nel periodo 1997-2003). L'incidenza del gas naturale e dei combustibili solidi (carbone e lignite) sulla generazione termoelettrica è cresciuta negli ultimi anni e ha raggiunto il 49,2% per il gas naturale ed il 16,3% per i combustibili solidi.

FIG. 1.2 PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE, ANNO 2003



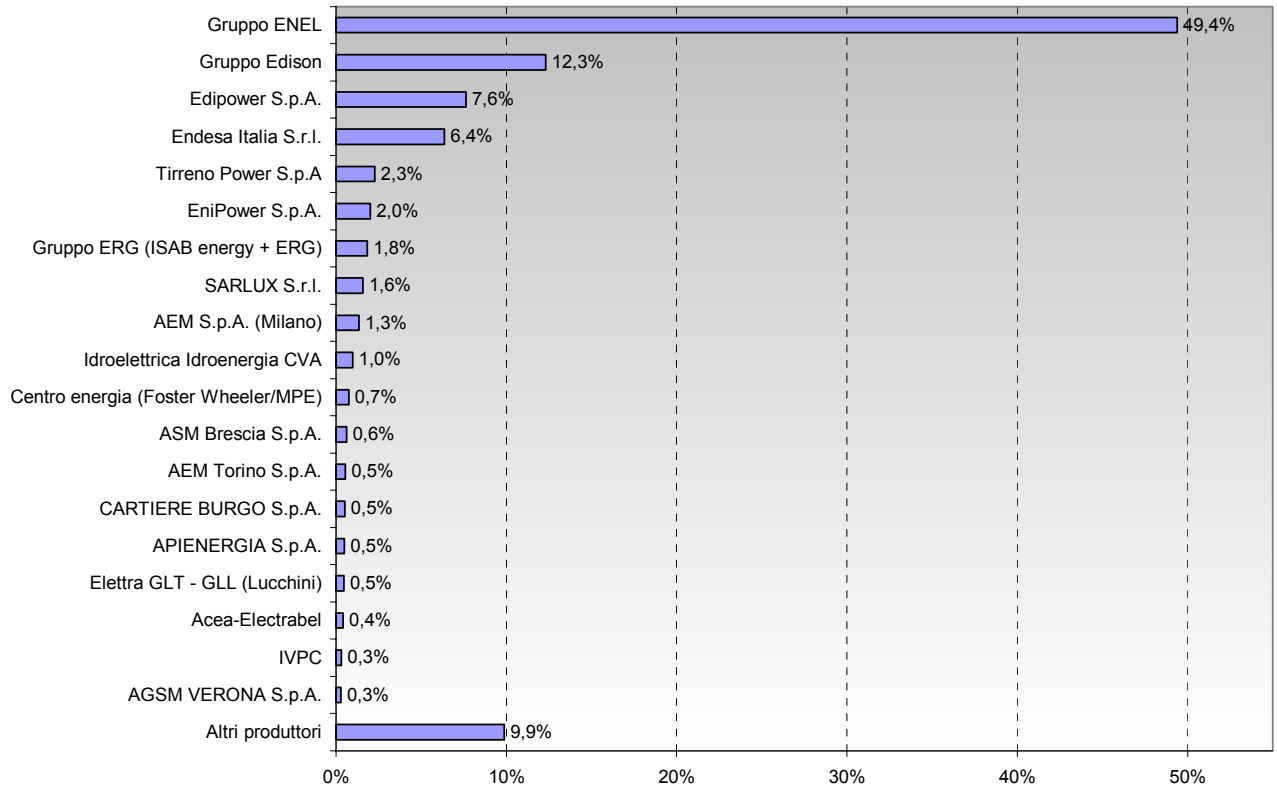
Fonte: elaborazione AEEG su dati Grtn

1.1.2 Principali operatori

Circa quattro quinti della produzione nazionale di energia elettrica provengono da impianti che fanno capo a 6 gruppi industriali. In particolare, nel 2003, ENEL, attraverso le due società controllate ENEL Produzione ed ENEL Green Power, ha contribuito al 49,4% della produzione nazionale netta (46,4% per ENEL Produzione a cui si deve aggiungere il 2,9% di ENEL Green Power); il secondo produttore è risultato Edison che, con le sue controllate, ha prodotto il 12,3% dell'energia netta; seguono Edipower, 7,6%[1], Endesa Italia, 6,4%, Tirreno Power, 2,3% ed EniPower, 2%. I dati rappresentati in figura 1.3 includono la generazione di energia effettuata in regime di convenzione Cip 6 e ogni altro ritiro obbligato da parte del Grtn, nonché l'eventuale autoproduzione.

[1] Una quota dell'energia prodotta da Edipower è comunque attribuibile ad Edison in qualità del fatto che questa società partecipa all'accordo di *tolling* con gli altri soci Aem Trading, ATEL Energia e SIET.

FIG. 1.3 QUOTA PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ SULLA GENERAZIONE NETTA, ANNO 2003 (A)



(A) Incluse l'autoproduzione e l'energia ritirata dal Gestore della rete

Fonte: stime AEEG su dati forniti dagli operatori

1.1.3 Copertura del fabbisogno con l'avvio del mercato organizzato

Con l'avvio, il 1° aprile 2004, del sistema di dispacciamento di merito economico[2] le modalità di copertura del fabbisogno nazionale all'ingrosso di energia elettrica sono profondamente cambiate. La novità di maggior rilievo consiste nell'avvio effettivo dell'operatività dell'Acquirente Unico (AU) che, in quanto garante della fornitura di energia elettrica destinata ai clienti di mercato vincolato, deve assicurare la domanda espressa da tale mercato minimizzando i costi ed i rischi di approvvigionamento.

L'AU è abilitato a stipulare contratti di compravendita al di fuori del sistema delle offerte per una quantità non superiore al 25% della previsione della domanda complessiva annua del mercato vincolato[3] e purché i contratti stipulati presentino condizioni economiche più favorevoli rispetto al prezzo all'ingrosso definito dall'AEEG nel passato regime amministrato; partecipa alle procedure per l'acquisto di energia incentivata Cip 6 e per l'assegnazione di capacità di trasporto per l'importazione; può stipulare contratti alle differenze per la copertura dei rischi di prezzo e di quantità (decreto Map 19 dicembre 2003)[4].

Nel periodo aprile-dicembre 2004 gli acquisti in borsa dell'Acquirente Unico hanno coperto circa il 50% della domanda del mercato vincolato; gli acquisti senza copertura finanziaria tramite Contratti alle Differenze sono quantificabili in circa 24.000 GWh, ovvero il 19% del fabbisogno del mercato vincolato.

[2] Al veda il §2.2 per una descrizione di tale sistema.

[3] La quota del 25% può essere modificata dal Ministero delle attività produttive, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in funzione dell'evoluzione del mercato vincolato.

[4] Il tema dei Contratti alle Differenze (CFD) sarà estesamente trattato al §2.2.3.

TAV. 1.1

Portafoglio approvvigionamento dell'Acquirente Unico, aprile-dicembre 2004

Fonte di approvvigionamento	Quantità (GWh)	%	Costo medio (cent €/kWh)
Importazioni annuali, incluse importazioni Del. AEEG n. 85/04 (*)	4.189	3,3%	4,446
Importazioni contratti pluriennali (**)	11.438	9,1%	5,257
CIP 6 (**)	17.255	13,7%	5,083
Altri contratti bilaterali fisici	30.337	24,1%	5,109
Acquisti a scambio	62.587	49,7%	6,238
di cui: *contratti differenziali*	*38.356*	*30,5%*	*0,083 (***)*
Totale acquisti energia elettrica	**122.931**	**100,0%**	**5,683**

(*) Il costo comprende anche: il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, il corrispettivo di non arbitraggio e il costo dei certificati verdi.

(**) Il costo comprende anche il corrispettivo di non arbitraggio.

(***) E' il corrispettivo per l'esecuzione dei contratti differenziali.

Fonte: AU, preconsuntivo aggiornato al 26 gennaio 2005

1.2 Analisi della capacità produttiva installata

1.2.1 Potenza installata e potenza disponibile

La capacità di generazione complessivamente installata sul territorio nazionale, censita dal Grtn, al 30 giugno 2003, risultava pari a 73.201 MW (cd potenza efficiente netta).

Nel periodo luglio 2002 - giugno 2003 la potenza netta operativa, cioè depurata dalle indisponibilità di lungo periodo e relativa agli impianti con potenza maggiore di 10 MVA, era pari a 62.565 MW. Prendendo in considerazione anche le indisponibilità di breve periodo la potenza disponibile alla punta, il giorno 25 giugno 2004 (alla vigilia dei distacchi programmati che hanno comportato interruzioni a livello nazionale nella fornitura di energia elettrica), si riduceva a 48.048 MW.

TAV. 1.2

Potenza efficiente e operativa anno 2003 (MW)

	Potenza efficiente lorda al 30/6/2003	Potenza efficiente netta al 30/6/2003	Potenza netta operativa nel periodo 30/6/2002 30/6/2003 (*)	Potenza disponibile alle ore 11 del 25/6/2003 (**)	Domanda di punta alle ore 11 del 25/6/2003
Parco termoelettrico	55.471	53.034	42.552	32.815	**52.385**
Parco idroelettrico	19.011	18.935	18.827	14.669	
Parco rinnovabile	1.273	1.232	1.186	564	
Totale parco	**75.755**	**73.201**	**62.565**	**48.048**	

(*) Potenza efficiente netta degli impianti > 10 MVA, depurata dalle indisponibilità di durata superiore al periodo sotto osservazione, ovvero arresti di lunga durata, arresti per potenziamenti e trasformazioni, arresti per limitazioni normative.

(**) Potenza efficiente netta degli impianti > 10 MVA, depurata sia dalle indisponibilità di lungo periodo sia dalle indisponibilità di breve periodo accidentali (scarsa idraulicità, avarie, …) e programmate (manutenzioni).

Fonte: Grtn, Dati statistici 2002 e Rapporto mensile sul sistema elettrica del giugno 2003

Il parco di generazione italiano evidenzia, quindi, un sovradimensionamento nominale rispetto alla domanda di punta a cui corrisponde, tuttavia, un margine di riserva esiguo. L'anomalia è emersa con tutta evidenza in concomitanza con le sfavorevoli condizioni climatiche dell'estate 2003 che hanno esercitato una forte pressione sulla domanda di energia elettrica[5] e hanno ridotto i rendimenti delle unità di produzione termoelettriche.

1.2.2 Composizione del parco elettrico nazionale

A metà del 2004 la potenza efficiente netta operativa[6] degli impianti di generazione, elencati nel *Registro delle Unità di Produzione* (RUP) gestito dal Grtn, era pari a circa 70.000 MW; dal registro sono attualmente esclusi gli impianti con potenza inferiore a 10 MVA. Per gli impianti termoelettrici la potenza operativa censita era pari a 48.631 MW (70% della capacità totale) di cui il 93% è destinata al mercato mentre il 7% è riferibile agli autoproduttori (capacità utilizzata in proprio in misura non inferiore al 70%). Per gli impianti idroelettrici la capacità netta installata era pari a circa 20.000 MW (28,5% della dotazione totale), mentre il parco eolico e geotermico pesava per meno del 2% della potenza complessiva.

[5] Infatti, in corrispondenza della punta estiva del 17 luglio 2003, la potenza disponibile, comprensiva delle importazioni, era pari a 54.391 MW a fronte di un fabbisogno di 53.105 MW; il margine di riserva si attestava quindi sul 2,4%, in forte contrazione rispetto al livello ottimale del 15%. A distanza di un anno, e precisamente il 23 luglio 2004, la potenza disponibile complessiva era salita a 60.058 MW a fronte di un fabbisogno di punta di 53.507 MW. Il corrispondente margine di riserva saliva quindi al 12,2%. La crescita della potenza disponibile alla punta estiva, comprensiva delle importazioni, si spiega con gli interventi volti a ottimizzare la programmazione annuale delle manutenzioni ordinarie (spostandole per lo più in primavera), con l'entrata in attività di nuovi impianti e con il rimessaggio di impianti turbogas di ENEL, con la migliore idraulicità dei mesi estivi che ha fornito maggiore potenza idroelettrica e con i programmi di *repowering* di alcune centrali. Alla copertura della domanda nel giorno di punta del mese di luglio 2004 ha contribuito il saldo con l'estero per l'8,8% (in calo rispetto al valore registrato in corrispondenza dell'analoga punta estiva del 2003) e la produzione nazionale per il 91,2%.

[6] Per potenza efficiente netta operativa si intende la potenza efficiente netta depurata dalle indisponibilità di lungo periodo.

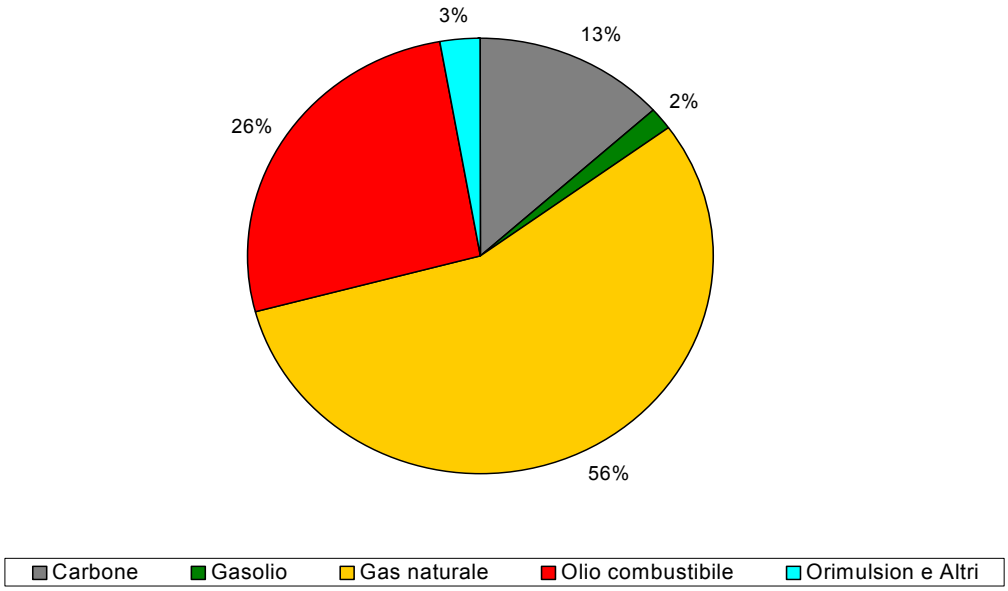
TAV. 1.3

Potenza efficiente netta operativa per tipologia di impianto (MW), 17 giugno 2004
(esclusi impianti con potenza < 10 MVA e indisponibilità di lungo periodo)

Sottotipo	Tipo di impianto						Totale complessivo
	Autoproduttori	Eolico	Geotermico	Idrico	Pompaggio	Termico	
Bacino				2.764			**2.764**
Fluente				5.473			**5.473**
Serbatoio				4.042	3.485		**7.527**
Puro					4.055		**4.055**
Tradizionale						20.121	**20.121**
Turbogas						2.557	**2.557**
Misto						546	**546**
Ripotenziato						7.219	**7.219**
Combinato						14.868	**14.868**
Termico Combinato	1.970						**1.970**
Termico Misto	170						**170**
Termico Tradizionale	843						**843**
Termico Turbogas	338						**338**
Eolico		415					**415**
Geotermico			658				**658**
n.d.	97	28					**125**
Totale complessivo	**3.418**	**443**	**658**	**12.278**	**7.540**	**45.311**	**69.647**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn, Registro delle Unità di Produzione

FIG. 1.4 POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA DEL PARCO TERMOELETTRICO PER COMBUSTIBILE (RIPARTIZIONE PERCENTUALE)



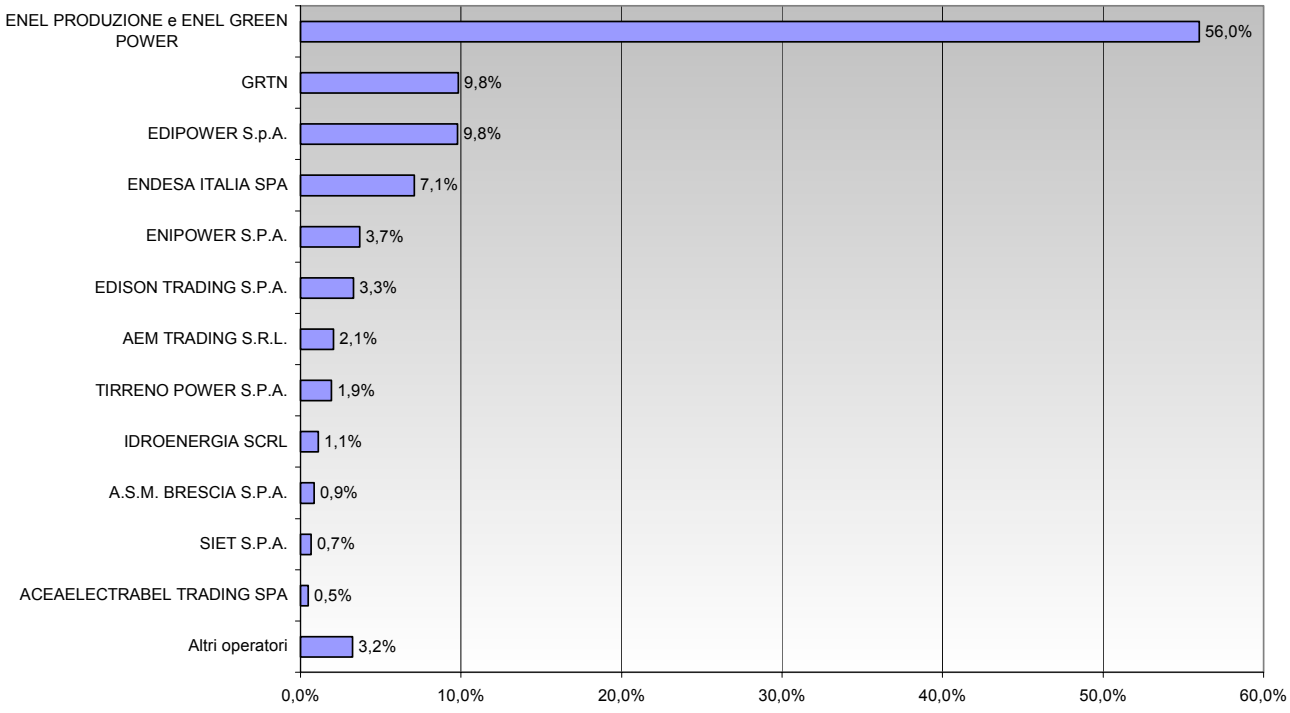
Fonte: Elaborazione AEEG su stime CESI

Con riferimento alla tipologia di combustibili utilizzati, il parco termoelettrico italiano è caratterizzato da un utilizzo estensivo del gas naturale, seguito dall'olio combustibile, mentre il carbone rappresenta la terza fonte e gli altri combustibili hanno un peso marginale.

1.2.3 Ripartizione della potenza netta per singolo operatore

Considerando la ripartizione della potenza efficiente netta operativa al 17 giugno 2004 (pari a 69.647 MW) per utente del dispacciamento (ovvero il soggetto che ha concluso con il Grtn un contratto per il servizio del dispacciamento)[7], l'operatore che mostra la quota maggiore è ENEL Produzione con il 54% (considerando la quota di ENEL Green Power, la quota del gruppo ENEL è pari al 56%), seguito dal Grtn (relativamente all'energia Cip 6 incentivata che è obbligato a ritirare e che commercializza a sua volta), e Edipower (entrambi con una quota del 9,8%); al terzo posto Endesa Italia con il 7,1%.

FIG. 1.5 POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA DEL PARCO IMPIANTI PER UTENTE DEL DISPACCIAMENTO – *RIPARTIZIONE PERCENTUALE*, 17 GIUGNO 2004



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn, Registro delle Unità di Produzione

Ai fini della minimizzazione del costo totale di generazione è ottimale l'utilizzo di impianti con diverse tecnologie, caratterizzati da un diverso rapporto tra costi variabili e costi fissi che dipende sostanzialmente dal combustibile impiegato. Dato il profilo di carico (cioè l'andamento della domanda di energia elettrica), il parco di generazione ottimale comprende impianti a basso rapporto tra costi variabili e costi fissi, che devono funzionare il più elevato possibile numero di ore all'anno per soddisfare la domanda di base (impianti *baseload* come gli impianti a cicli combinati, impianti idroelettrici ad acqua fluente, impianti da fonti rinnovabili non programmabili), impianti di produzione destinati alla modulazione del carico della rete, che quindi operano per un numero limitato di ore all'anno (impianti di *mid-merit* come gli impianti termoelettrici convenzionali a olio combustibile e gas naturale e gli impianti idroelettrici a bacino e serbatoio) ed impianti ad elevato rapporto tra costi variabili e costi fissi, attivati per un numero molto ridotto di ore per anno a

[7] Su questo punto si veda infra §2.3

copertura dei picchi di domanda (impianti *di punta* come gli impianti turbogas semplici e gli impianti di pompaggio puro).

In base alla tipologia di utilizzo degli impianti, il parco italiano (esclusa l'autoproduzione) è quindi costituito per poco meno della metà della potenza operativa da impianti di *mid-merit*, per il 42% da impianti di *base* e per il restante 9% da impianti di punta (cfr. tavola 1.6). La ripartizione del parco tra operatori per tipologia di impianti non appare uniforme. Dalla tavola 1.6 si nota che, con riferimento ai principali produttori, sia il gruppo ENEL (ENEL Produzione e ENEL Green Power) sia Endesa Italia si caratterizzano per un parco impianti spostato verso il *mid-merit* e la punta. Edison presenta un parco impianti prevalentemente *baseload*, a maggior ragione se si considera il fatto che molti impianti Edison sono sotto incentivazione e quindi risultano assegnati al Grtn. Anche Tirreno Power presenta una specializzazione in impianti di base. La tavola 1.7 evidenzia, invece, la ripartizione della potenza tra i vari operatori per singola tipologia di impianto. Il gruppo ENEL detiene poco meno della metà di tutti gli impianti di base, circa due terzi degli impianti di *mid-merit* e quasi tutti gli impianti di punta. In quest'ultima categoria, oltre ad ENEL, sono presenti solo Endesa Italia e Aceaelectrabel.

TAV. 1.6

- RIPARTIZIONE PERCENTUALE DI TIPOLOGIA DI IMPIANTI PER OPERATORE, 17 GIUGNO 2004 -

Potenza efficiente netta operativa per tipologia di utilizzo degli impianti e per utente del dispacciamento

	Baseload	**Mid-merit**	**Peak**	**Totale**
ENEL PRODUZIONE E ENEL GREEN POWER	33,4%	51,4%	15,2%	**100,0%**
GRTN	92,2%	7,8%	0,0%	**100,0%**
EDIPOWER S.p.A.	35,2%	64,8%	0,0%	**100,0%**
ENDESA ITALIA SPA	40,0%	57,0%	3,0%	**100,0%**
EDISON TRADING S.P.A.	55,2%	44,8%	0,0%	**100,0%**
AEM TRADING S.R.L.	52,1%	47,9%	0,0%	**100,0%**
TIRRENO POWER S.P.A.	58,3%	41,7%	0,0%	**100,0%**
IDROENERGIA SCRL	63,3%	36,7%	0,0%	**100,0%**
A.S.M. BRESCIA S.P.A.	65,7%	34,3%	0,0%	**100,0%**
SIET S.P.A.	24,7%	75,3%	0,0%	**100,0%**
ACEAELECTRABEL TRAD. SPA	51,6%	16,1%	32,3%	**100,0%**
Altri produttori	40,0%	60,0%	0,0%	**100,0%**
Totale produttori (esclusi autoproduttori)	**42,5%**	**48,2%**	**9,3%**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn (Registro delle Unità di Produzione)

TAV. 1.7

- RIPARTIZIONE PERCENTUALE DELLA TIPOLOGIA DI IMPIANTI DEL PARCO NAZIONALE 17 GIUGNO 2004 -

Potenza efficiente netta operativa per tipologia di utilizzo degli impianti e per utente del dispacciamento

	Baseload	Mid-merit	Peak	Totale
ENEL PRODUZIONE E ENEL GREEN POWER	46,3%	62,8%	95,9%	**58,9%**
GRTN	21,9%	1,6%	0,0%	**10,1%**
EDIPOWER S.p.A.	8,5%	13,8%	0,0%	**10,3%**
ENDESA ITALIA SPA	7,0%	8,8%	2,4%	**7,5%**
EDISON TRADING S.P.A.	4,5%	3,2%	0,0%	**3,5%**
AEM TRADING S.R.L.	2,7%	2,2%	0,0%	**2,2%**
TIRRENO POWER S.P.A.	2,8%	1,7%	0,0%	**2,0%**
IDROENERGIA SCRL	1,7%	0,9%	0,0%	**1,2%**
A.S.M. BRESCIA S.P.A.	1,4%	0,6%	0,0%	**0,9%**
SIET S.P.A.	0,4%	1,1%	0,0%	**0,7%**
ACEAELECTRABEL TRAD. SPA	0,6%	0,2%	1,7%	**0,5%**
Altri produttori	2,2%	3,0%	0,0%	**2,4%**
Totale produttori (esclusi autoproduttori)	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn (Registro delle Unità di Produzione)

FIG. 1.6 POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA DEL PARCO IMPIANTI TERMICO PER I PRINCIPALI UTENTI DEL DISPACCIAMENTO E PER TECNOLOGIA, – MW, 17 GIUGNO 2004 –

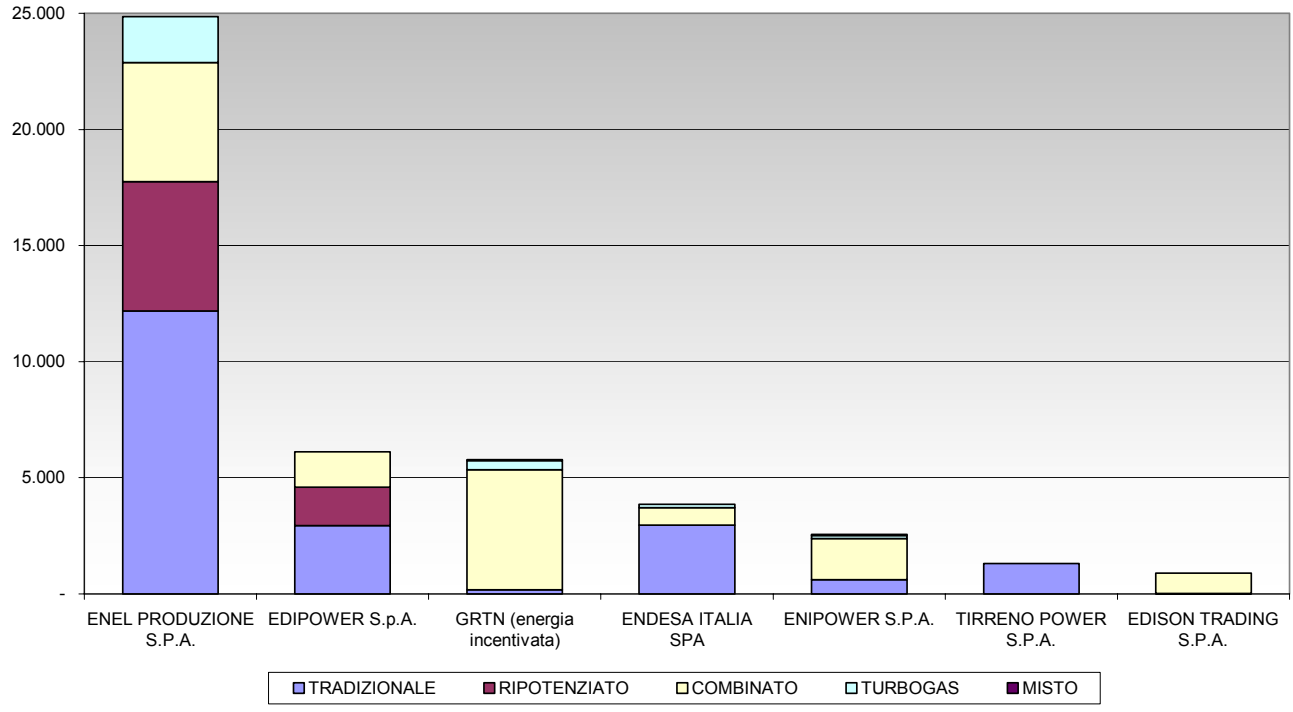
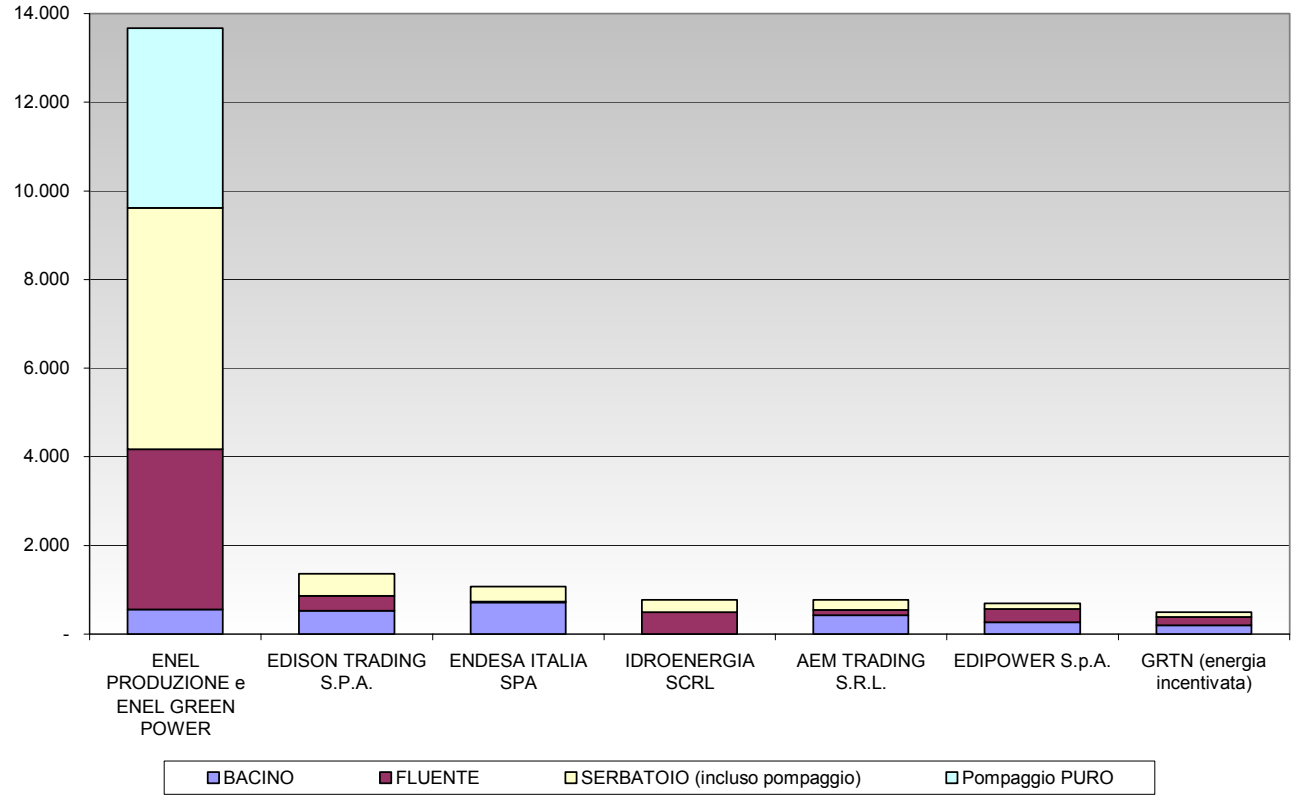


FIG. 1.7 POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA DEL PARCO IMPIANTI IDROELETTRICO PER I PRINCIPALI UTENTI DEL DISPACCIAMENTO E PER TECNOLOGIA, – MW, 17 GIUGNO 2004 –



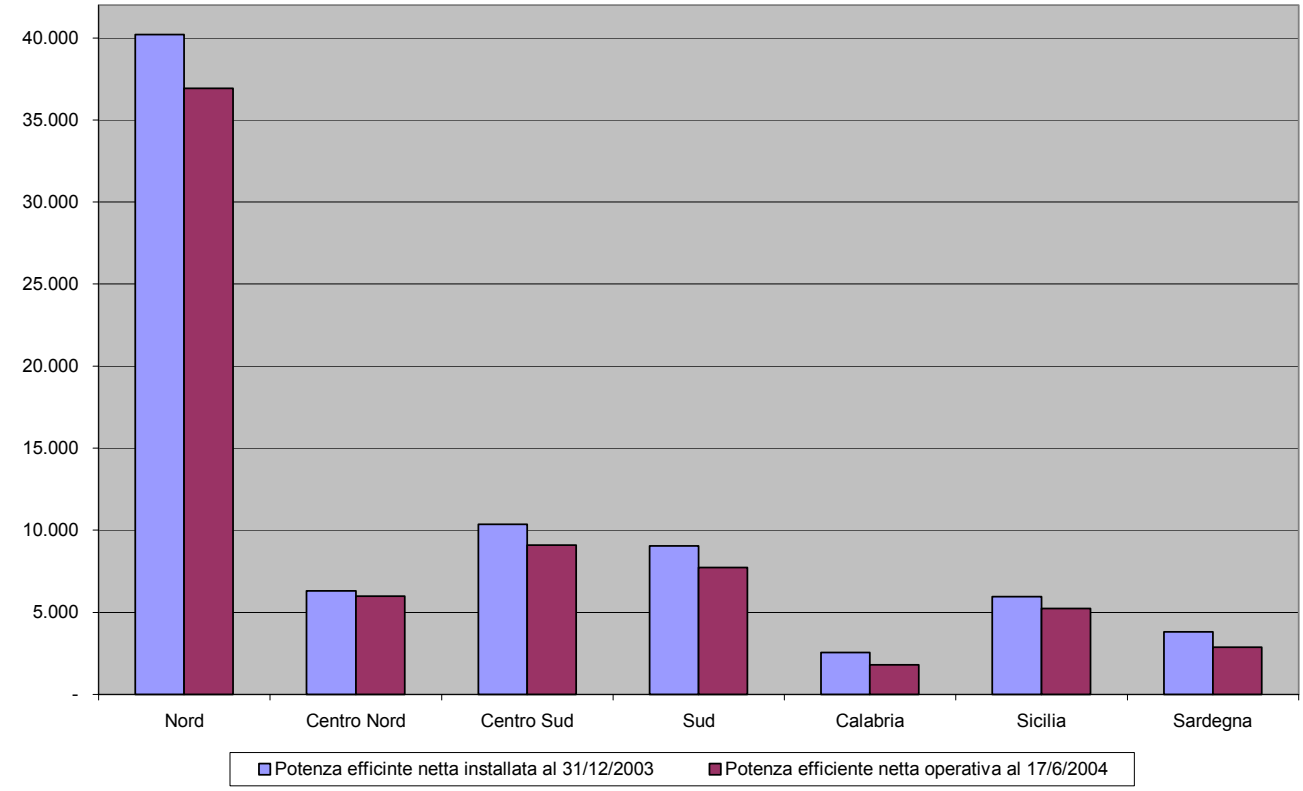
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn, Registro delle Unità di Produzione

Le figure 1.6 e 1.7 riportano la ripartizione per tecnologia della potenza efficiente netta operativa termoelettrica e idroelettrica. La posizione di ENEL appare in tutto il suo rilievo; in particolare, con riferimento alla disponibilità di impianti di punta, si noti come ENEL, tra i principali operatori rappresentati in figura 1.7, sia l'unico operatore a disporre di impianti idroelettrici a pompaggio puro, oltre a disporre di quasi tutti gli impianti di pompaggio a serbatoio.

La figura 1.8 contiene la ripartizione della potenza efficiente netta suddivisa per localizzazione geografica degli impianti, includendo i cosiddetti "poli di produzione limitata"[8]. Anche questa ripartizione appare particolarmente squilibrata. Nella zona Nord è ubicata poco più della metà della capacità disponibile in Italia (53%); segue il Centro-Sud con il 13%, il Sud con l'11% ed il Centro-Nord con l'8,6%. Chiudono la graduatoria le isole (7,5% per la Sicilia e 4,1% per la Sardegna) e la Calabria (2,6%).

[8] I poli di produzione limitata rappresentano l'insieme di unità di produzione connesse ad una porzione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) senza punti di prelievo, la cui produzione massima esportabile verso la restante parte della RTN è inferiore alla produzione massima possibile a causa di insufficiente capacità di trasporto.

FIG. 1.8 POTENZA EFFICIENTE NETTA PER ZONA GEOGRAFICA (MW)



Per la potenza efficiente netta installata l'aggregazione in zone di mercato è stata effettuata a partire dai dati geografici regionali pubblicati in *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2003* del Grtn.

Per la potenza efficiente netta operativa i dati del *Registro delle Unità Produttive* sono stati attribuiti alle zone geografiche in cui è suddivisa la rete nazionale. I poli di produzione limitata sono stati assegnati alle zone geografiche secondo il criterio seguente: Turbigo-Roncovalgrande e Monfalcone alla Zona Nord - Piombino alla Zona Centro Nord – Brindisi alla Zona Centro Sud – Rossano alla Zona Calabria – Priolo alla Zona Sicilia.

Elaborazione AEEG su dati Grtn

Aggregando le zone in macrozone[9] e considerando la ripartizione percentuale del parco impianti dei principali operatori per macrozona (cfr. tavola 1.8), si può osservare come il gruppo ENEL (ENEL Produzione S.p.A. ed ENEL Green Power S.p.A.) detenga la stessa quota di capacità disponibile sia al Nord sia nella zona Macro Sud (circa il 45% del proprio parco impianti) mentre la ripartizione nazionale privilegia la localizzazione al Nord (53%) seguita dal Macro Sud (35,3%), dalla Macro Sicilia (7,5%) e dalla Sardegna (4,1%). Infatti gli impianti di generazione dei principali operatori, ad eccezione di quelli di ENEL e di Aceaelectrabel, sono prevalentemente localizzati al Nord. Si distingue tuttavia la forte presenza di Tirreno Power nel Macro Sud (40,4%) e di Endesa Italia in Sardegna (17,9%).

Con riferimento alla ripartizione di ogni macrozona per operatore (tavola 1.9) si osserva che il gruppo ENEL (ENEL Produzione S.p.A. ed ENEL Green Power S.p.A.) detiene una quota di mercato, per singola zona, che va dal minimo corrispondente alla zona Sardegna (39%) al massimo della zona Macro Sud (72%). Escludendo il Grtn in quanto fornitore di energia incentivata Cip 6, Edipower risulta essere il secondo operatore sia al Nord sia nella Macro Sicilia mentre Endesa Italia detiene il secondo posto nella zona Macro Sud e in Sardegna ed il terzo posto al Nord e in Macro Sicilia.

[9] Sulla definizione delle macrozone al fine di individuare i mercati geografici rilevanti si rinvia al §3.2.2.

TAV. 1.8

- RIPARTIZIONE PERCENTUALE DI OGNI OPERATORE, 17 GIUGNO 2004 –

Potenza efficiente netta operativa del parco impianti per utente del dispacciamento e macro-zona (*)

	Nord	Macro Sud	Macro Sicilia	Sardegna	Italia
ENEL PRODUZIONE e ENEL GP	44,8%	45,1%	7,2%	2,9%	**100,0%**
Grtn	29,1%	49,8%	11,1%	10,0%	**100,0%**
EDIPOWER S.p.A.	72,7%	9,8%	17,5%	0,0%	**100,0%**
ENDESA ITALIA SPA	57,3%	21,8%	3,0%	17,9%	**100,0%**
ENIPOWER S.P.A.	83,7%	16,3%	0,0%	0,0%	**100,0%**
EDISON TRADING S.P.A.	80,2%	19,8%	0,0%	0,0%	**100,0%**
AEM TRADING S.R.L.	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	**100,0%**
TIRRENO POWER S.P.A.	59,6%	40,4%	0,0%	0,0%	**100,0%**
IDROENERGIA SCRL	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	**100,0%**
A.S.M. BRESCIA S.P.A.	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	**100,0%**
SIET S.P.A.	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	**100,0%**
ACEAELECTRABEL TRAD. SPA	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	**100,0%**
Altri operatori	72,0%	5,2%	14,6%	8,3%	**100,0%**
Totale	**53,0%**	**35,3%**	**7,5%**	**4,1%**	100,0%

TAV. 1.9

– RIPARTIZIONE PERCENTUALE DI OGNI ZONA, 17 GIUGNO 2004 -

Potenza efficiente netta operativa del parco impianti per utente del dispacciamento e macro-zona (*)

	Nord	Macro Sud	Macro Sicilia	Sardegna	Italia
ENEL PRODUZIONE e ENEL GP	47,3%	71,9%	52,3%	38,9%	**56,0%**
Grtn	5,4%	13,7%	15,2%	23,8%	**9,8%**
EDIPOWER S.p.A.	13,4%	2,7%	22,2%	0,0%	**9,8%**
ENDESA ITALIA SPA	7,7%	4,1%	4,1%	30,8%	**7,1%**
ENIPOWER S.P.A.	5,8%	1,7%	0,0%	0,0%	**3,7%**
EDISON TRADING S.P.A.	5,0%	1,9%	0,0%	0,0%	**3,3%**
AEM TRADING S.R.L.	3,9%	0,0%	0,0%	0,0%	**2,1%**
TIRRENO POWER S.P.A.	2,2%	2,2%	0,0%	0,0%	**1,9%**
IDROENERGIA SCRL	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	**1,1%**
A.S.M. BRESCIA S.P.A.	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	**0,9%**
SIET S.P.A.	1,3%	0,0%	0,0%	0,0%	**0,7%**
ACEAELECTRABEL TRAD. SPA	0,0%	1,3%	0,0%	0,0%	**0,5%**
Altri operatori	4,4%	0,5%	6,1%	6,5%	**3,2%**
Totale	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

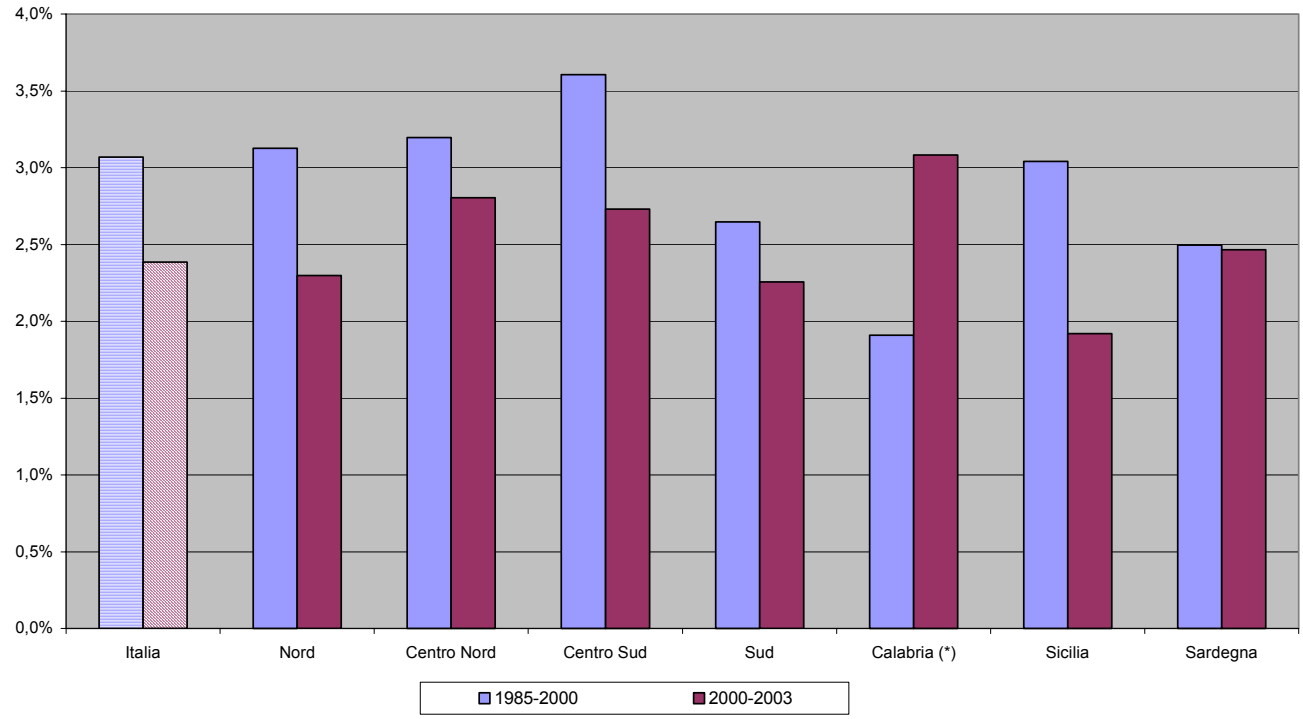
(*) Le aggregazioni delle zone in macro-zone sono state effettuate sulla base dei mercati geografici rilevanti definiti nel capitolo 3 (§3.2.2). La zona Nord include, oltre alle regioni settentrionali, i poli di produzione limitata di Turbigo Ronco e Monfalcone; la zona Macro Sud comprende le zone Centro Nord, Centro Sud, Sud e i poli di produzione limitata di Piombino, Brindisi e Rossano; la zona Macro Sicilia include le zone Sicilia, Calabria e il polo di produzione limitata di Priolo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn, Registro delle Unità di Produzione

1.2.4 Previsioni di crescita del parco generazione

Con riferimento alla composizione territoriale della domanda di energia elettrica nazionale, nel periodo 1985-2000 i consumi elettrici sono cresciuti al di sopra della media nazionale nella zona Centro Sud, e al di sotto della media nazionale nelle zone Sud, Calabria e Sardegna, in linea con il dato nazionale nelle altre zone. Nell'ultimo triennio la Calabria e le zone del Centro hanno registrato i tassi di crescita più elevati mentre la Sicilia ha messo a segno una crescita più contenuta.

FIG. 1.9 ANDAMENTO DEI CONSUMI ELETTRICI NELLE ZONE DI MERCATO (TASSI MEDI COMPOSTI ANNUI)



(*) I consumi elettrici di tutte le province della regione Calabria (comprese Vibo Valentia e Cosenza che per il mercato elettrico appartengono alla zona Sud) sono stati attribuiti per semplicità alla zona Calabria.

Fonte: elaborazione AEEG su dati Grtn

Secondo le ultime stime effettuate dal Grtn, la domanda elettrica dovrebbe aumentare nel periodo 2005-2014 ad un tasso medio annuo del 2,9-3,0%. La crescita dell'intensità elettrica (espressa come rapporto tra domanda elettrica e Prodotto Interno Lordo) sottostante a queste proiezioni dovrebbe collocarsi sul trend dell'1,2%, dopo il significativo aggiustamento del 2004.

L'evoluzione prevista della domanda nei prossimi anni e le caratteristiche del parco di produzione italiano attualmente installato hanno reso necessario l'avvio di due azioni parallele da parte degli operatori: la prima di ammodernamento degli impianti esistenti, con la conversione delle centrali obsolete ad olio combustibile e gas in centrali a ciclo combinato a gas, caratterizzate da rendimenti superiori al 50%, o a carbone, la seconda di costruzione di nuove centrali soprattutto a ciclo combinato alimentate a gas.

In base ai dati pubblicati dal Ministero della attività produttive, nel periodo 2002-2004[10], sono state rilasciate autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti per una capacità complessiva pari a circa 20.000 MW. Si noti che il 40% delle nuove autorizzazioni si concentra al Nord dove, come si è visto, è già installato il 53% della potenza efficiente netta esistente.

[10] Dati aggiornati al 21 dicembre 2004

TAV. 1.10

Autorizzazioni per nuove centrali termoelettriche rilasciate nel periodo 2002-2004

Zone	MW	% su totale
NORD	7.957	40,3%
CENTRO-NORD	790	4,0%
CENTRO-SUD	1.580	8,0%
SUD	5.430	27,5%
CALABRIA	4.000	20,2%
SICILIA		
SARDEGNA		
TOTALE ITALIA	**19.757**	**100,0%**

Fonte: elaborazione AEEG su dati del Ministero delle attività produttive, aggiornamento 21/12/2004

Secondo i dati del Grtn nel biennio 2004-2005 la capacità installata, al netto delle dismissioni, dovrebbe aumentare di poco meno di 7.000 MW (cfr. tavola 1.11).

TAV. 1.11

Crescita della capacità installata nel biennio 2004-2005

Anno	Potenza installata a fine anno	Nuovi impianti entrati in funzione entro la fine dell'anno	Incremento capacità produttiva per repowering, riconversioni, ambietalizzazioni	Dismissioni	Entrate nette
2003	78.250				
2004	80.092	1.390	1.058	606	1.842
2005	85.445	4.190	1.312	601	4.901
2004-05		**5.580**	**2.370**	**1.207**	**6.743**

Fonte: elaborazione AEEG su dati Grtn

In termini di potenza efficiente netta operativa (al lordo delle indisponibilità di breve periodo dovute a manutenzioni, guasti, condizioni climatiche sfavorevoli, ecc.), l'incremento relativo al biennio 2004-2005 è quantificabile in circa 5.300 MW; in questo caso si considerano in entrata sia i nuovi impianti[11], sia gli impianti esistenti che rientrano in operatività dopo i fermi per *repowering*, conversioni e ambientalizzazioni; allo stesso modo le uscite si riferiscono, oltre che alle dismissioni vere e proprie, all'indisponibilità degli impianti che devono essere ammodernati o riconvertiti (cfr. tavola 1.12).

[11] Rispetto alle previsioni del Grtn per l'anno 2005 si è ipotizzato che i due impianti di Torviscosa della società Edison possano entrate in funzione entro il 2005.

TAV. 1.12

Crescita della potenza efficiente netta operativa nel periodo 2004-2007

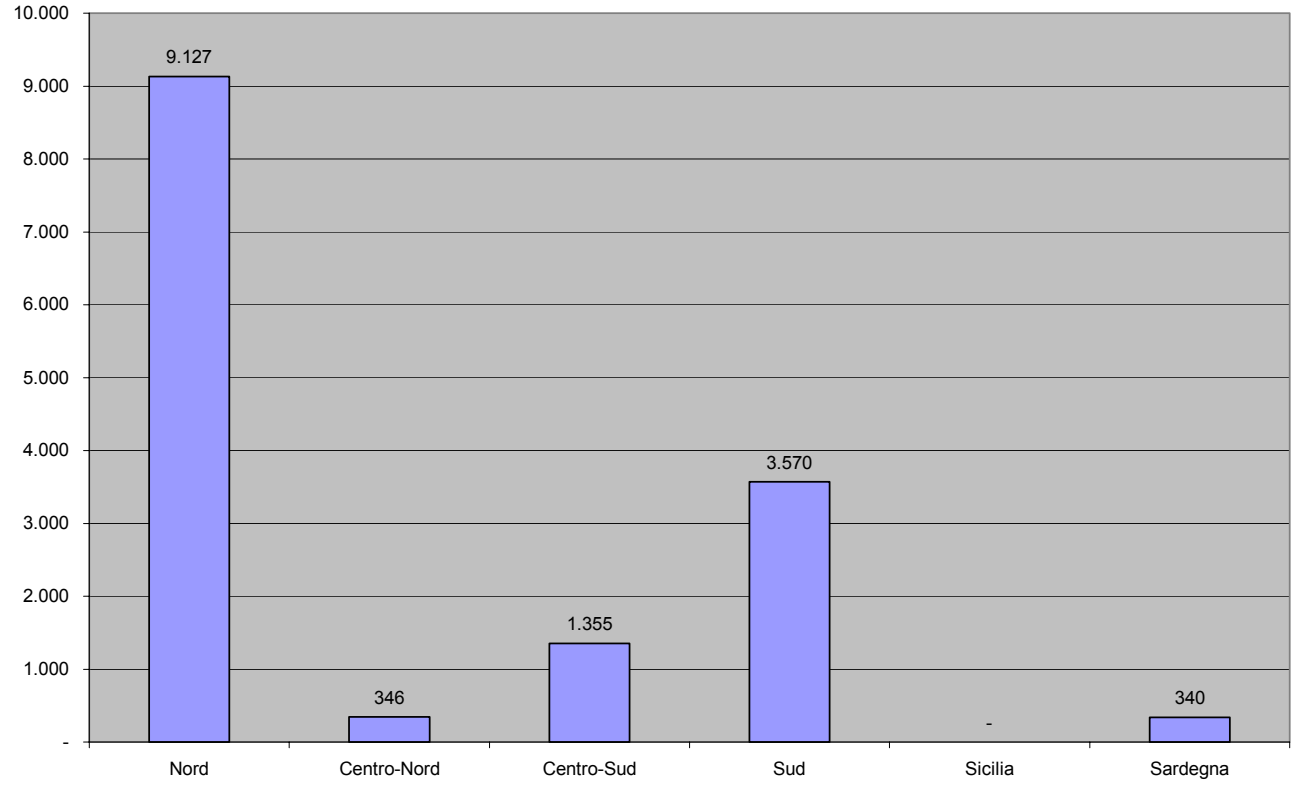
Anno	Potenza disponibile a fine anno	Nuovi impianti entrati in funzione entro la fine dell'anno	Entrate impianti dopo repowering, riconversioni, ambietalizzazioni	Uscite per dismissioni, repowering, riconversioni, ambietalizzazioni	Entrate nette
2003	68.456				
2004	69.520	1.390	2.556	2.882	1.064
2005	73.722	4.921	2.680	3.399	4.202
2006	79.566	2.430	3.700	286	5.844
2007	83.195	1.135	2.724	230	3.629
2004-07		**9.876**	**11.660**	**6.797**	**14.739**

Fonte: elaborazioni e stime AEEG su dati Grtn

Nel più ampio periodo 2004-2007 si prevede un incremento della potenza efficiente netta operativa pari a circa 14.800 MW che, per oltre il 60%, sarà localizzato nella zona Nord dove, come si è visto, già si concentra oltre la metà della capacità disponibile del parco italiano (cfr. figura 1.10).

Un terzo dell'aumento di capacità disponibile è inoltre ascrivibile ad impianti appartenenti all'ex perimetro ENEL, ovverosia gli impianti confluiti nelle tre GENCO, Edipower, Endesa Italia e TirrenoPower e gli impianti di ENEL Produzione, mentre circa il 30% è relativo agli impianti di Enipower (cfr. tav. 1.13).

FIG. 1.10 AUMENTO NETTO DELLA POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA PER ZONA NEL PERIODO 2004-2007 (MW)



Fonte: elaborazioni e stime AEEG su dati Grtn

Occorre notare che più della metà dell'incremento della capacità disponibile previsto nel periodo 2004-2007 riguarderà l'entrata in funzione di impianti a ciclo combinato che, da un lato, per le loro caratteristiche tecnico-economiche, andranno ad aumentare l'efficienza del parco installato (con

effetti positivi sui costi di generazione e sui prezzi all'ingrosso), dall'altro lato, rischieranno, trattandosi prevalentemente di impianti di base, di accentuare lo squilibrio esistente nel sistema elettrico nazionale tra potenza di base e potenza di punta (come visto attualmente nelle disponibilità, prevalentemente, di ENEL).

TAV. 1.13

Aumento netto della potenza efficiente netta operativa per operatore e per macrozona nel periodo 2004-2007 (MW)

	Nord	*Macro Sud*	*Macro Sicilia*	*Sardegna*	*Italia*
SET	-	380	-	-	**380**
AEM MI	380	-	-	-	**380**
AEM TO	380	-	-	-	**380**
ASM BS	380	-	-	-	**380**
ATEL ACTV	50	-	-	-	**50**
EDIPOWER	1.484	760	-	-	**2.244**
EDISON	760	1.880	-	-	**2.640**
ELECTRABEL ITALIA	375	-	-	-	**375**
ENDESA ITALIA	1.095	-	-	-	**1.095**
ENEL PRODUZIONE	324	-221	-	340	**443**
ENIPOWER	3.305	1.125	-	-	**4.430**
ENERGY MOLISE	-	750	-	-	**750**
TIRRENO POWER	594	597	-	-	**1.191**
Totale operatori	**9.127**	**5.271**	**-**	**340**	**14.739**

Fonte: elaborazioni e stime AEEG su dati Grtn

L'incremento della capacità installata e, soprattutto, della capacità disponibile dovrebbe tuttavia garantire un adeguato margine di riserva operativa nei prossimi anni anche nell'ipotesi di una crescita della domanda superiore al tasso medio annuo composto ipotizzato dal Grtn.

Passando dal livello nazionale al livello zonale, il Grtn ha tuttavia recentemente sottolineato come la nuova capacità, che entrerà in esercizio nei prossimi anni, sia concentrata nelle zone già oggi eccedentarie (Nord in particolare) e come, quindi, in presenza di congestioni di rete, l'ingresso dei nuovi impianti potrebbe non coprire adeguatamente la crescita del fabbisogno nelle zone deficitarie (Centro e Sud d'Italia). In questo caso, appare necessario ipotizzare politiche di investimento nella rete di trasmissione al fine di consentire maggiori scambi di energia tra zone rispetto alle attuali possibilità (si veda il § successivo).

2 Il dispacciamento di merito economico e il sistema delle offerte

2.1 Caratteristiche tecnico-normative del settore e architettura dei mercati

Una delle fasi cruciali di ogni processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica è quella relativa alla definizione, da parte delle autorità di regolazione, dei (sotto)mercati in cui organizzare i gli scambi di energia elettrica tra venditori e compratori e delle relative modalità di funzionamento.

La definizione dei (sotto)mercati deve rappresentare in maniera coerente i fenomeni economici che caratterizzano il mercato dell'energia elettrica nella sua accezione più ampia: la compravendita all'ingrosso di energia elettrica (spot ed a termine) tra operatori di mercato e la fornitura da parte degli operatori stessi al sistema dei servizi connessi con la sicurezza del sistema. Queste transazioni hanno solitamente luogo in diversi (sotto)mercati organizzati (mercati a termine, tra cui i mercati del giorno prima, i mercati della riserva operativa, i mercati del bilanciamento a programma, i mercati dei diritti di trasmissione, i mercati spot, tra cui il mercato del bilanciamento in tempo reale), nonché al di fuori di questi.

Ogni soluzione istituzionale prescelta può prevedere (sotto)mercati più o meno ampi, che accentrano al loro interno un numero maggiore o minore di fasi. I vincoli da rispettare in tale scelta sono sia di tipo normativo, dovuti alle scelte che il Legislatore ha fatto nel momento della predisposizione delle normative di liberalizzazione che regolano il superamento del regime di monopolio, sia di tipo tecnico, legati alle peculiari modalità di funzionamento del sistema elettrico.

Per quanto riguarda i vincoli di tipo tecnico, è importante sottolineare che le caratteristiche tecniche del settore svolgono, in quello elettrico forse più che in altri, un ruolo decisivo nella scelta del disegno del mercato da parte del regolatore. In particolare, i vincoli tecnici fanno sì che l'esecuzione fisica dei contratti di compravendita di energia elettrica, intesa come l'immissione e il contestuale prelievo di energia elettrica conseguenti all'esecuzione di un contratto di fornitura, non possa essere autonomamente assicurata dalle parti del contratto stesso (cd. "non perfetta eseguibilità dei contratti" o "eseguibilità tramite infrastrutture terze").

Tale fenomeno trae origine principalmente da quattro fattori:

a) la necessità di utilizzare un'infrastruttura condivisa che presenta limiti strutturali alla quantità di energia elettrica trasportabile: la rete di trasmissione nazionale e la rete in alta tensione di distribuzione (cd rete rilevante);

b) la necessità di mantenere stabile il livello della tensione e della frequenza sulla rete di trasmissione nazione entro livelli predefiniti, anche attraverso il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi di energia elettrica;

c) l'impossibilità di controllare in tempo reale i flussi di energia elettrica, da e verso, i singoli utenti della rete tramite il distacco selettivo e proporzionato degli utenti medesimi;

d) l'impossibilità di immagazzinare l'energia elettrica.

L'utilizzo di un'infrastruttura condivisa limitata (a) e l'esigenza di bilanciamento in tempo reale di produzione e consumo (b) interagiscono con l'impossibilità tecnico-economica di controllare i flussi di energia da e verso ogni singolo utente della rete (c) e di immagazzinare energia elettrica (d), rendendo necessaria la presenza di un "coordinatore" del sistema, che ponga in essere le azioni e le transazioni necessarie ai fini del bilanciamento di immissioni e prelievi in tempo reale.

Ad esempio, qualora un cliente prelevasse più energia di quella programmata in base ai contratti di compravendita sottoscritti, a parità di altre condizioni, si genererebbe uno squilibrio fra immissioni e prelievi sulla rete di trasmissione. Questo, in assenza di un soggetto con il compito di compensare in tempo reale il predetto squilibrio, potrebbe causare il collasso della frequenza e della tensione sulla rete, conducendo all'interruzione del servizio per tutti gli utenti della rete.

Analoghi effetti si produrrebbero se lo squilibrio fosse generato da un produttore (in questo caso si avrebbe uno squilibrio nelle immissioni).

La tempestività e il coordinamento delle azioni finalizzate al mantenimento della stabilità e della sicurezza del sistema elettrico, nonché la disponibilità di adeguate risorse finalizzate al bilanciamento (azioni di dispacciamento) sono dunque fattori chiave. Solo un soggetto che possieda tutte le informazioni utili a preservare la sicurezza del sistema è in grado di porre in essere transazioni tempestive e compatibili con tutti i vincoli di sistema (vincoli di bilanciamento, vincoli tecnici delle unità di produzione e di consumo, vincoli di trasmissione, ecc.).

In tutti i sistemi elettrici che hanno intrapreso processi di liberalizzazione è stato individuato un soggetto, solitamente una società indipendente dalle società di produzione, responsabile per il coordinamento; tale soggetto coordinatore è solitamente definito "Operatore di Rete e di Sistema" (nella doppia accezione di *Indipendent System Operator* – ISO – nel caso non sia proprietario della rete di trasmissione, o di *Trasmission System Operator* – TSO, nel caso in cui il coordinatore sia anche proprietario delle infrastrutture di rete).

2.2 Il modello italiano

In Italia, nel regime precedente la liberalizzazione, il coordinamento del sistema era affidato ad ENEL che, in qualità di impresa verticalmente integrata in tutte le fasi della filiera, attraverso procedure amministrate interne, assicurava il bilanciamento di immissioni e prelievi nel sistema. L'avvio del processo di liberalizzazione del settore ha comportato la necessità di sostituire le procedure amministrate con meccanismi di mercato.

Nella definizione dell'architettura dei (sotto)mercati in cui organizzare gli scambi di energia elettrica si è dovuto tener conto di un *trade-off* tra le citate esigenze di coordinamento fisico dei flussi di energia elettrica immessi nella e prelevati dalla rete da un lato, e la decentralizzazione dei rapporti commerciali connessa con l'aumento del numero di soggetti attivi nella compravendita di energia elettrica dall'altro. Tale *trade-off* è in linea teorica risolvibile sia privilegiando architetture di mercato più centralizzate (mercati centralizzati che assolvano a tanti compiti contemporaneamente), sia preferendo un'architettura maggiormente orientata a lasciare spazio alle relazioni bilaterali tra operatori. In Italia è stato scelto un modello di mercato che tende a privilegiare la relazione bilaterale tra gli operatori, pur attribuendo al Grtn ed al Gme alcuni fondamentali compiti di gestione e coordinamento centralizzato dei processi economici (dispacciamento, attribuzione diritti di transito sulla rete, allocazione dei volumi di energia scambiata sul mercato organizzato).

In particolare, l'assetto del settore italiano è stato delineato nei suoi elementi principali dal decreto legislativo del 16 marzo 1999 n. 79 che ha recepito la direttiva 96/92/CE (di seguito decreto legislativo n. 79/99), nonché dagli indirizzi espressi dal Ministro delle Attività Produttive (di seguito: MAP) in data 31 luglio 2003 e con il decreto del 19 dicembre 2003.

Con riferimento alla compravendita all'ingrosso di energia, il decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli operatori possano esercitare le attività di acquisto e di vendita di energia elettrica tramite contratti conclusi:

a) nel sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del medesimo decreto legislativo n.79/99 (di seguito: sistema delle offerte), gestito da una società per azioni appositamente costituita, il Gestore del mercato elettrico Spa (di seguito Gme); ovvero

b) al di fuori del sistema delle offerte, ai sensi dell'articolo 6 del medesimo decreto legislativo n.79/99.

La norma ha dunque delineato un'organizzazione degli scambi all'ingrosso di energia basata sulla contestuale presenza di un mercato organizzato (tipo borsa dell'energia) ad accesso facoltativo, e di un sistema di scambi decentrati basati su contratti bilaterali tra operatori. In tale situazione, la

scelta della modalità di approvvigionamento è affidata alla libera valutazione dei singoli operatori, che la effettuano sulla base delle convenienze relative[12]. Il mercato organizzato ad accesso facoltativo è un mercato a termine articolato in due sotto mercati, gestiti dal Gme, dove gli operatori negoziano diritti/impegni a prelevare ed immettere energia elettrica dalla rete il giorno successivo (per una descrizione dettagliata di questi mercati si vedano i box 1 e 2).

Tali mercati sono costituiti da un mercato del giorno prima vero e proprio (MGP) e da un mercato di aggiustamento (MA), collocato temporalmente subito dopo il MGP. Sul MA gli operatori possono modificare gli impegni assunti sia attraverso contratti bilaterali, così come nel MGP, ad esempio al fine di renderli compatibili con i vincoli tecnici di produzione.

La compravendita di energia sul MGP e sul MA, al pari di quella derivante da negoziazione bilaterale, deve intendersi "a termine", nel senso che si riferisce a negoziazioni di energia da consegnare (ricevere) in un momento successivo a quello della presentazione delle offerte (di acquisto e vendita).

Poiché la programmazione degli impegni di immissione/prelievo di energia elettrica in esecuzione di contratti di compravendita è un elemento fondamentale per consentire, in un contesto liberalizzato, che possa essere garantita la sicurezza del sistema, i programmi stessi, sia che siano in esito a contratti bilaterali, sia che si riferiscano a compravendita presso i mercati gestiti dal Gme nel sistema centralizzato, devono essere registrati presso il Grtn ai fini del dispacciamento. Il mancato rispetto di detti programmi darà luogo, appunto, alla applicazione dei relativi corrispettivi di sbilanciamento e all'azione di coordinamento da parte del medesimo Grtn.

Tra le due modalità di negoziazione a termine – bilaterale e mercato organizzato – vi è un evidente legame. Dal lato della domanda, l'acquisto di energia elettrica a termine costituisce, infatti, una forma di copertura rispetto al rischio derivante dalla volatilità del prezzo dell'energia nel tempo reale, in quanto consente al cliente di evitare di acquistare quell'energia nell'ambito del servizio di dispacciamento. Analogamente, dal lato dell'offerta, la cessione di energia elettrica a termine e, contestualmente, l'acquisto a termine anche dei combustibili che alimentano le proprie unità di generazione, consente al produttore di assicurare un valore certo, in termini di ricavi netti attesi, alla propria capacità produttiva.

Per quanto riguarda invece, invece, la messa a disposizione da parte degli operatori dei servizi e delle risorse necessarie al fine di garantire la sicurezza del sistema, il decreto legislativo n. 79/99 ha individuato nel Grtn il soggetto responsabile della sicurezza del sistema elettrico, nonché dell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica (articolo 3, commi 1 e 2 del decreto legislativo n. 79/99), ed ha assegnato all'AEEG il compito di determinare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento (articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99). Il decreto legislativo n. 79/99 ha inoltre stabilito, che, ove possibile, il Grtn, nella sua qualità di garante della sicurezza del sistema, si approvvigioni delle risorse necessarie al dispacciamento dell'energia elettrica in sicurezza in uno specifico mercato organizzato, sulla base delle condizioni definite dell'AEEG. Conseguentemente, l'AEEG ha fissato le condizioni del dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica, per l'anno 2004, con la deliberazione 27 marzo 2004 n. 48/04[13].

Il mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD), descritto oltre nel § 2.3, consente la realizzazione, in sicurezza, dell'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra flussi programmati e quelli reali, e quindi determinando la valorizzazione dell'energia elettrica in tempo reale. Nel sistema elettrico italiano questo rappresenta quindi l'unico mercato organizzato di contrattazione spot dell'energia elettrica.

---

[12] Con la legge n. 290/03 è stata soppressa la previsione dell'articolo 6, comma 6.1 del decreto legislativo n. 79/99 che prevedeva per i contratti bilaterali l'applicazione di uno specifico corrispettivo, riducendo ulteriormente gli elementi di discriminatorietà tra le modalità di approvvigionamento.

[13] Le condizioni per il dispacciamento di merito economico per l'anno 2005 sono definite dalla deliberazione dell'AEEG, 30 dicembre 2003, n. 168/03 come successivamente modificata ed integrata dalla deliberazione dell'AEEG n. 237/04.

Il Grtn, al fine di garantire l'equilibrio "in sicurezza" fra immissioni e prelievi di energia nella rete, ossia per assicurare sia la compatibilità dei prelievi e delle immissioni con i reali vincoli del sistema che il bilanciamento degli scostamenti del comportamento degli operatori rispetto ai programmi di prelievo (immissione) da questi comunicati in esito alle transazioni operate sul MGP e sul MA (e al di fuori dei mercati organizzati), compra e vende energia elettrica nel MSD.

Le transazioni operate nel MSD dal Grtn sono in parte originate dagli sbilanciamenti prodotti dagli utenti del dispacciamento – cioè dai soggetti che immettono e prelevano energia dalle reti. Gli sbilanciamenti degli utenti del dispacciamento possono essere connotati come vere e proprie transazioni di acquisto (vendita) di energia elettrica dal (al) Grtn. Pertanto, gli operatori che intendano dare esecuzione fisica ad un contratto di compravendita di energia elettrica devono concludere con il Grtn, direttamente o tramite terzi (il grossista che li rifornisce di energia), un contratto per la fornitura del cd "servizio di dispacciamento".

Il contratto di dispacciamento regola, in presenza di scostamenti tra flussi programmati e quelli reali, il rapporto commerciale tra Grtn ed utenti del dispacciamento che:

a) comprano energia elettrica dal Grtn nel caso abbiano prelevato energia elettrica in eccesso rispetto a quella comprata (ovvero abbiano immesso energia elettrica in difetto rispetto a quella venduta) su MGP e MA, o tramite contratti bilaterali;

b) vendono energia elettrica al Grtn nel caso abbiano immesso in rete energia elettrica in eccesso (o l'abbiano prelevata in difetto) rispetto agli impegni contrattuali assunti su MGP e MA o tramite contratti bilaterali.

Questi scambi di energia tra utente del dispacciamento e Grtn sono valorizzati sulla base di un "corrispettivo di sbilanciamento" definito dall'AEEG. In estrema sintesi, allo scopo di far gravare sull'utente sbilanciato i costi sopportati dal sistema connessi al differenziale tra flussi programmati e flussi reali, in ogni periodo rilevante, il Grtn calcola un corrispettivo di sbilanciamento, tenendo conto del più alto o del più basso (a seconda del segno - surplus o deficit - dello sbilanciamento) prezzo di offerta di vendita accettato nel MGP e nel MSD .

In considerazione di possibili comportamenti opportunistici da parte degli operatori (o delle ingiustificate penalizzazioni che i medesimi operatori potrebbero eventualmente subire) che possono derivare dalle diverse modalità di valorizzazione dell'energia elettrica nei diversi mercati, agli scostamenti tra flussi programmati e flussi reali sono applicati due ulteriori corrispettivi: il corrispettivo di non arbitraggio e il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

La domanda di energia elettrica che il Grtn esprime sul MSD rappresenta i flussi di energia che gli utenti del dispacciamento acquistano o vendono – attivamente attraverso offerte nel MSD o passivamente attraverso l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento - al Grtn per bilanciare le proprie posizioni in immissione e prelievo.

Il MSD può dunque essere visto come la fase "finale" di ricerca dell'equilibrio "fisico", del processo negoziale connesso allo scambio di energia elettrica, le cui fasi precedenti si svolgono, sulla base delle previsioni, fuori borsa, tramite negoziazioni bilaterali, o su MGP e MA.

BOX 1

Mercato del giorno prima

Il MGP è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione. Tale mercato è gestito dal Gme, che è controparte centrale degli operatori di mercato nella compravendita di energia elettrica. Possono chiedere l'ammissione al mercato del giorno prima tutti i soggetti in possesso dei requisiti di capacità e di onorabilità indicati nella Disciplina del mercato elettrico. Gli operatori ammessi al mercato possono presentare offerte di acquisto o di vendita solo con riferimento ai punti di dispacciamento di cui sono responsabili nell'ambito del contratto per il servizio di dispacciamento, cioè per i quali hanno la qualifica di utente del dispacciamento. Nel caso non sia utente del dispacciamento, l'operatore può acquisire il titolo a presentare offerte con riferimento ad un dato punto attraverso la presentazione di una dichiarazione, resa dall'utente del dispacciamento del medesimo punto, attestante che l'operatore richiedente ha titolo a presentare offerte. Nell'anno 2004, transitoriamente, la partecipazione al mercato del giorno prima è stata limitata. Per il primo anno di avvio del mercato è stata infatti consentita solo la presentazione di offerte di vendita con riferimento a punti di dispacciamento per unità di produzione con una capacità produttiva superiore a 10 MVA. Non è stata quindi consentita la partecipazione diretta dei responsabili di punti di dispacciamento per unità di consumo e di punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti (con capacità produttiva inferiore a 10 MVA). Dal 1 gennaio 2005 la domanda partecipa direttamente alle

negoziazioni sul MGP con 40 soggetti attivi. Per il 2005 inoltre, coerentemente con quanto previsto dal Regolamento n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: regolamento n. 1228/2003), in particolare agli articoli 5 e 6, è stato previsto che l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione per l'esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica da parte di operatori esteri e nazionali, per la quota della capacità di trasporto pertinente l'Italia, sia effettuata mediante il mercato del giorno prima. Ovvero, la gestione delle congestioni sulla interconnessione avviene attraverso un metodo di asta implicita sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica che sono presentate nel mercato del giorno prima.
Il MGP è organizzato come un'asta non discriminatoria in cui a tutti gli operatori di mercato cedenti viene riconosciuto il prezzo marginale di sistema. Il meccanismo d'asta non discriminatoria prevede che il Gme riceva le offerte di acquisto e di vendita, costruisca una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata ordinando le offerte di vendita e di acquisto in base al merito economico, e individui l'equilibrio del mercato nel punto di incontro tra tali curve. L'algoritmo per la risoluzione del mercato tiene conto dei limiti massimi di transito sulle zone. Conseguentemente, se i flussi di rete derivanti dai programmi non violano alcun limite di transito, il prezzo di equilibrio che si forma sul mercato è unico mentre se almeno un limite risulta violato, il mercato si separa in zone e, per ciascuna zona, viene costruita una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata e, conseguentemente, un prezzo di equilibrio zonale.Nel MGP il prezzo zonale è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato riferite alla zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete. Le offerte di acquisto accettate nel mercato sono invece valorizzate, indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, al prezzo unico nazionale (di seguito: PUN) determinato come media dei prezzi zonali, ponderata sulla base dei consumi zonali. Ai fini della determinazione dell'esito del mercato, le offerte di vendita e di acquisto comprendono anche l'energia elettrica scambiata attraverso contratti bilaterali. Il motivo di tale inclusione è che tale energia concorre ad impegnare una quota di capacità di trasmissione disponibile sui transiti e contribuisce a determinare i consumi in base ai quali è effettuata la ponderazione del PUN.

BOX 2

Mercato di aggiustamento

Il MA è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo risultanti dopo la chiusura del MGP. Tale mercato è gestito dal Gme che è controparte centrale degli operatori di mercato nella compravendita di energia elettrica. Possono partecipare al MA tutti i soggetti che hanno registrato contratti di compravendita di energia elettrica presso il Grtn ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 168/03 e che hanno acquisito il titolo di operatore presso il Gme. Così come il MGP, anche il MA è organizzato come un'asta non discriminatoria con possibilità di articolazione del mercato in zone. Il processo di accettazione delle offerte nel mercato di aggiustamento è analogo a quello del MGP. Sul MA, tuttavia, la valorizzazione delle offerte sia di vendita che di acquisto avviene al prezzo di equilibrio zonale. In tale contesto le unità di consumo potrebbero fare arbitraggio fra il PUN applicato sul MGP e il prezzo zonale applicato sul MA. Al fine di evitare tali arbitraggi, che ricondurrebbero, di fatto, il sistema agli esiti di un sistema zonale puro, è previsto per le unità di consumo un corrispettivo di non arbitraggio che renda non profittevole tale comportamento.

2.2.1 Congestioni di rete e segmentazione spaziale del mercato

Le congestioni di rete hanno luogo quando i vincoli afferenti alla massima corrente ammissibile su una linea elettrica della rete rilevante risultano violati. La presenza di vincoli alla trasmissione dell'energia elettrica sulla rete determina la possibile separazione del mercato in cui i produttori competono in zone di dimensione inferiore. I limiti di trasporto impediscono infatti di modificare i livelli di produzione netta di energia elettrica nei nodi della rete fino al punto in cui il valore dell'energia elettrica al margine sia il medesimo in tutta la rete (così da far emergere un prezzo unico dell'energia all'ingrosso). In presenza di congestioni, e dunque di separazione zonale, la differenza tra il valore (monetario) dell'energia elettrica che transita tra le medesime zone per chi compra e per chi vende è misurata dal differenziale di prezzo tra i due (sotto)mercati zonali. In assenza di congestioni l'equilibrio del mercato si sposterebbe, consentendo la realizzazione di tutte le transazioni fino al punto in cui il prezzo che il consumatore è disposto a pagare uguaglia il prezzo che il produttore chiede per una determinata quantità. Conseguentemente il prezzo di prelievo (pagato dalla domanda) e il prezzo di immissione (ricevuto dall'offerta) coinciderebbero, in tutti i punti della rete.

Il differenziale di prezzo tra due zone sulla rete di trasmissione rappresenta anche una misura del beneficio associato ad un incremento della capacità di trasporto tra zone medesime. Dal punto di vista della eseguibilità dei contratti di compravendita di energia elettrica va inoltre osservato che i vincoli di trasporto possono rendere l'esecuzione fisica di tali contratti incompatibile con la garanzia di sicurezza del sistema. Al fine di garantire un uso efficiente delle risorse, è quindi necessario che la selezione dei programmi di immissione e di prelievo di energia elettrica accettati dal sistema in esecuzione dei contratti di compravendita avvenga attraverso un meccanismo centralizzato, che tenga conto quantomeno dei vincoli di trasporto strutturali e, pertanto, prevedibili.

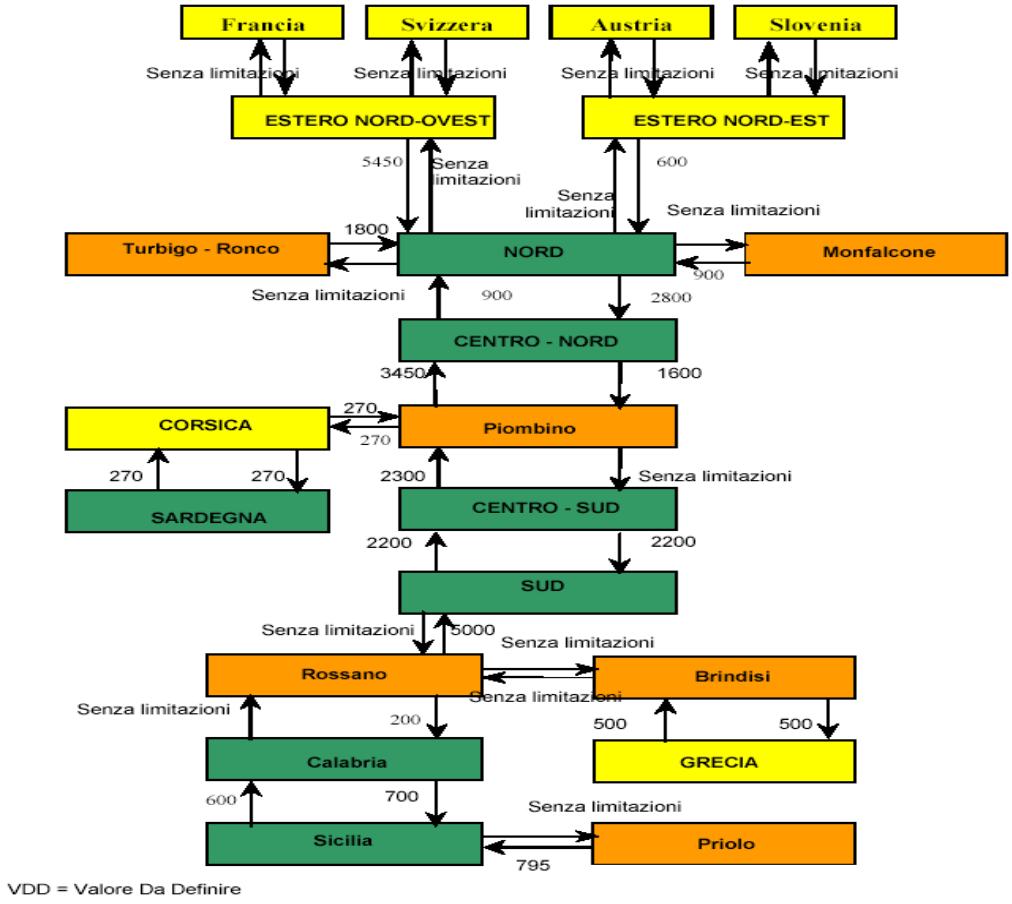
Nel sistema italiano, tale centralizzazione comporta, tra l'altro, che gli operatori debbano comunicare giornalmente al Grtn gli impegni di immissione e di prelievo di energia assunti a fronte dei contratti di compravendita di energia sottoscritti (sia nel sistema centralizzato delle offerte che al di fuori del medesimo). Si noti inoltre che il costo sostenuto dal Grtn per assicurare la sicurezza del sistema è tanto minore quanto più gli impegni comunicati dagli operatori al Grtn sono attendibili e vincolanti e tanto maggiore è l'anticipo della comunicazione rispetto al tempo reale. Per questo è importante che gli operatori siano disincentivati, per il mancato rispetto degli impegni assunti, anche in funzione dell'anticipo con cui ciò viene reso noto al Grtn. La sede centralizzata di questo tipo di coordinamento di fatto, coerentemente con quanto previsto dalla deliberazioni dell'AEEG n.168/03 e, per l'anno 2004, n. 48/04, è rappresentata dai mercati dell'energia elettrica, MGP e MA. Al Grtn è affidato il compito di individuare i vincoli di trasporto strutturali della rete di trasmissione nazionale che il complesso dei programmi di prelievo e di immissione presentati dagli operatori devono rispettare. A tal fine, il Grtn ha identificato delle zone che rappresentano delle porzioni di rete di trasmissione per le quali:

a) la capacità di trasporto tra le zone risulta inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo di energia corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti;

b) l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non dà luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento;

c) la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non hanno significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

FIG. 2.1 RAPPRESENTAZIONE ZONALE DELLA RETE DI TRASMISSIONE E LIMITI DI SCAMBIO*



Fonte: Gestore della rete (* Inverno diurno 2004 con i teledistacco a Monfalcone, Brindisi e Rossano, e EDA della Sicilia attivato).

Per consentire la verifica di compatibilità dei programmi di immissione e di prelievo con i vincoli di trasporto strutturali, le offerte di acquisto e di vendita presentate nel MGP e nel MA, così come i programmi di immissione e di prelievo in esecuzione di contratti bilaterali, devono indicare la zona in cui è localizzato il punto di prelievo e quello di immissione sulla rete.

La soluzione del mercato dell'energia viene determinata tenendo conto dei vincoli di trasporto strutturali che caratterizzano le interconnessioni tra queste zone. Qualora i vincoli di trasporto tra zone non consentano di effettuare tutte le transazioni economicamente efficienti (cioè utilizzando gli impianti di generazione a minor costo) che si potrebbero realizzare in assenza dei suddetti vincoli, il mercato si separa in sotto mercati (zone di mercato), e si ottengono prezzi di equilibrio diversi, che variano in funzione dell'impatto economico dei vincoli di trasporto sulla zona interessata.

Dal punto di vista economico, l'equilibrio tra domanda ed offerta di energia in ogni singola zona vede, implicitamente, la domanda della zona esportatrice aumentata per un ammontare non superiore ai flussi massimi consentiti dalla capacità di trasporto; corrispondentemente la domanda zonale espressa nella zona importatrice viene ridotta per un uguale ammontare. La scarsità della risorsa capacità di trasporto impedisce tuttavia che lo spostamento della domanda tra le zone sia tale da portare ad un identico prezzo di equilibrio nelle zone interessate. Nel seguente BOX 3 viene riportato un semplice esempio di come, in presenza di saturazione della capacità di trasporto, venga raggiunto l'equilibrio zonale e il differenziale di prezzo che ne risulta.

BOX 3

Effetto delle congestioni di rete

Si consideri un sistema elettrico separabile in due zone (A e B). D_A è la domanda di energia espressa nella zona A e D_B è la domanda di energia espressa nella zona B. Si assuma che $D_A + D_B = 10.000$ e che $D_A = \alpha\ 10.000$ e $D_B = (1-\alpha)\ 10.000$.

A e B sono connesse tra di loro da una rete di trasmissione con capacità pari a T. Si assuma, inoltre, che la capacità di generazione installata in A, K_A sia più efficiente di quella installata in B, K_B e che ogni zona abbia capacità di generazione sufficiente a servire l'intera domanda del sistema, cioè che $K_A > 10.000$ e $K_B > 10.000$.

Nel caso in cui la capacità di trasporto T sia uguale o superiore alla domanda realizzata nella zona B, cioè $T \geq (1-\alpha)\ 10.000$, tutta l'energia necessaria al sistema, pari a 10.000, sarà prodotta dagli impianti più efficienti collocati nella zona A (zona esportatrice); la zona B importerà una quantità di energia da A pari al suo intero fabbisogno. Il sistema elettrico non si separerà in zone ed avrà un unico prezzo dell'energia che sarà pari a quello formulato dalle imprese localizzate in A, p_A. Qualora, invece, la capacità di trasporto T sia inferiore alla domanda della zona B, le esportazioni di energia da A a B potranno essere possibili solo fino alla saturazione del vincolo di tramissione. Gli impianti della zona A produrranno una quantità pari a: $\alpha\ 10.000 + T$, dal momento che potranno esportare in B solo una quantità pari al vincolo di trasporto; mentre gli impianti della zona B produrranno la quota parte di domanda di B non coperta dalle importazioni da A, cioè $(1-\alpha)\ 10.000-T$.

Le due zone A e B si separeranno ed avranno, di conseguenza, prezzi diversi: più bassi nella zona A esportatrice, più alti nella zona B importatrice.

I programmi di immissione e di prelievo di energia elettrica definiti in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del MGP, ossia i contratti bilaterali, sono assimilati, rispettivamente, a offerte di vendita sul MGP a prezzo zero o offerte di acquisto sul MGP formulate senza indicazione di prezzo. Ciò assicura, dal punto di vista fisico, la compatibilità dell'insieme degli impegni di immissione e prelievo rispetto ai vincoli di trasporto strutturali tra le zone.

Le offerte di acquisto e di vendita accettate sul MGP conferiscono, rispettivamente all'utilizzatore ed al venditore di energia, il diritto/obbligo a prelevare o ad immettere energia elettrica nella rete e, di conseguenza, ad utilizzare la relativa capacità di trasporto. Detto in altri termini, sul MGP vengono assegnati i diritti/obblighi all'utilizzo della capacità di trasporto tra le zone rilevanti relativi alle quantità scambiate (anche con riferimento ai flussi di energia transitanti sul MGP ma relativi a immissioni e prelievi derivanti da contratti bilaterali fisici).

Come detto sopra, nelle ore in cui la capacità di transito tra le zone risulta satura il valore dell'energia elettrica nelle zone è diverso. Ciò comporta che le offerte di vendita accettate nel MGP

sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete. Così non è per quanto riguarda le offerte di acquisto accettate, che sono valorizzate, indipendentemente dalla zona ove i prelievi avvengono, ad un prezzo unico nazionale, PUN, determinato come media dei prezzi zonali, ponderata sulla base dei consumi.

Un disegno di mercato zonale permette di ridurre i costi sostenuti dal Grtn nel MSD per approvvigionare le risorse necessarie a garantire la compatibilità dei flussi di energia programmati e dei diritti negoziati con gli effettivi vincoli di sistema. Si tratta di un elemento rilevante, in particolare alla luce delle assai critiche condizioni concorrenziali prevalenti sul MSD (che verranno analizzate in dettaglio nel §3.3).

In primo luogo, un disegno di mercato non zonale, a prezzo unico, produrrebbe una soluzione del MGP (e del MA) che non tiene conto delle congestioni di rete; sulla base dei programmi definiti dal MGP e dal MA, gli operatori di mercato immetterebbero o preleverebbero quantità di energia non compatibili con i vincoli di rete (dunque non eseguibili fisicamente). La riconciliazione dei flussi di energia con i vincoli di rete rilevanti si svolgerebbe interamente sul MSD. L'aggravio dei costi per la gestione di tale mercato sarebbe non irrilevante per il Grtn (costi che verrebbero scaricato sui cd "oneri di riserva e di bilanciamento" e dunque sul prezzo finale dell'energia elettrica a carico dei consumatori).

In secondo luogo, un disegno di mercato zonale, ancorché misto – come nel caso italiano – esclusivamente dal lato del prezzo di offerta, porta ad una maggiore corrispondenza tra prezzo riconosciuto nel MGP ai produttori e valore dell'energia elettrica da questi prodotta. Ciò permette di inviare ai produttori corretti segnali di prezzo incentivando, nel lungo periodo, la localizzazione efficiente delle unità di produzione.

In terzo luogo, un disegno di mercato zonale rende esplicito il valore economico della capacità di trasmissione (scarsa) tra le zone, pari alla differenza tra i prezzi zonali di equilibrio delle zone considerate. Si tratta di un elemento molto importante ai fini di una valutazione quantitativa dei benefici economici di lungo periodo legati allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Infine, in assenza di un disegno di mercato zonale, sarebbe forte il rischio di allineamento del prezzo uniforme nazionale verso i valori di prezzo attesi nella zona con prezzi più alti, con conseguente effetto negativo sui prezzi pagati dai consumatori finali.

Infatti, i generatori localizzati nelle zone importatrici di energia (cioè quelle che avrebbero prezzi zonali più alti in caso di meccanismo zonale) sarebbero consapevoli che il Grtn, per garantire la stabilità del sistema, dovrebbe acquistare energia nel MSD per aumentare il livello di produzione netta nella loro zona fino ad un livello equivalente a quello che risulterebbe nel MGP dalla applicazione di un disegno di mercato zonale; pertanto, questi generatori presenterebbero offerte nel MGP tenendo conto delle attese di valorizzazione della loro energia sul MSD; tali attese rifletterebbero il prezzo zonale che si avrebbe nel MGP nella zona importatrice in caso di disegno di mercato zonale.

Sarebbe infatti un comportamento razionale da parte dei produttori presentare già sul MGP e sul MA offerte di vendita a prezzi allineati a quelli ottenibili sul MSD.

A loro volta in presenza di vincoli di trasporto stringenti, e senza un meccanismo di prezzi zonali, i generatori localizzati nelle zone esportatrici (che riceverebbero prezzi più bassi in un meccanismo zonale) vedrebbero la loro energia valorizzata a prezzi che riflettono il maggior valore dell'energia nelle zone importatrici. Tale effetto si avrebbe anche in virtù delle attese che tali generatori avrebbero sulla possibilità di ricavo derivante dal fatto che il Grtn dovrebbe riacquistare nel MSD parte della loro energia immessa, e ciò al fine di ridurre i programmi di immissione nella zona, e quindi evitare la saturazione della rete. Tutto ciò porterebbe ad un aumento del costo dell'energia complessivamente pagato dai consumatori.

In sintesi, la separazione del mercato dell'energia in zone consente di risolvere i rischi di congestione strutturali già in base ai flussi programmati nel mercato centralizzato, e quindi di "focalizzare" l'attività del Grtn nel mercato del dispacciamento alla acquisizione delle risorse necessarie a garantire la sicurezza e l'equilibrio del sistema, piuttosto che a rendere i programmi di immissione e prelievo compatibili con i vincoli di trasporto attesi.

2.2.2 Corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto

Come si è visto, relativamente alle transazioni concluse con il Gme sul MGP, gli operatori di mercato pagano (o ricevono) il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto implicitamente, essendo tale corrispettivo incorporato nel prezzo zonale riconosciuto alle offerte accettate nel predetto mercato. Ad esempio, nel caso di due sole zone, un operatore che immette energia elettrica nella zona esportatrice netta (dunque che in qualche misura contribuisce alla congestione nella zona importatrice) percepirà un prezzo zonale più basso di un operatore che immette energia elettrica in una zona importatrice netta (dunque che in qualche misura contribuisce a decongestionare una zona). La differenza tra il prezzo nella zona di prelievo ed il prezzo nella zona di immissione è il corrispettivo (negativo o positivo) di utilizzo delle rete tra le due zone. Il Gme è tenuto a versare al Grtn la somma complessivamente riscossa a titolo di corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto mediante la differenziazione zonale dei prezzi riconosciuti alle offerte.

Relativamente alle transazioni concluse attraverso contratti bilaterali (dunque fuori dai mercati organizzati), gli operatori di mercato sono invece tenuti a versare (o a ricevere) al (dal) Grtn un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'ammontare unitario di tale corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto è pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di prelievo (PUN) e la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di immissione (prezzo zonale della zona di immissione)[14]:

$$Corrispettivo = P_{UN} - P_{\text{zona di immissione}}$$

Nel caso in cui il corrispettivo assuma valore positivo (PUN > P zona di immissione) il soggetto cedente energia elettrica tramite il contratto bilaterale è tenuto al pagamento della relativa somma al Grtn; nel caso in cui il corrispettivo assuma valore negativo (PUN < P zona di immissione), il soggetto cedente energia elettrica tramite il contratto bilaterale riceve la relativa somma dal Grtn. Il motivo di ciò è speculare al caso relativo al corrispettivo implicito pagato (o ricevuto) dall'operatore che opera sul MGP. Qualora un operatore immetta energia a valere su un contratto bilaterale in una zona esportatrice netta (che dunque si caratterizza per un prezzo zonale inferiore al PUN) è penalizzato per contribuire alla formazione della congestione; viceversa, nel caso in cui immetta energia in una zona importatrice netta (in cui il prezzo zonale è superiore al PUN) è premiato per il fatto di contribuire e ridurre la congestione.

Per effetto di questo corrispettivo, il ricavo netto da cessione di energia introitato dal produttore che ha venduto energia elettrica attraverso un contratto bilaterale ad un prezzo pari al PUN è, in ciascuna ora, pari al prezzo zonale registrato nel MGP nelle zone in cui il produttore immette l'energia elettrica destinata ad onorare il contratto bilaterale. Si tratta di una condizione definita per via regolamentare, tale da rendere economicamente indifferente, per un operatore, il ricorso ad un contratto bilaterale o la partecipazione al MGP.

In sintesi, nel caso di una sottoscrizione di un contratto bilaterale ad un prezzo parametrato al prezzo medio d'acquisto sul MGP (PUN), il ricavo unitario del produttore sarà assicurato dalla seguente identità:

---

[14] Si veda l'articolo 42 della deliberazione n. 48/04 e l'articolo 35 della deliberazione n. 168/03. Poiché il sistema delle offerte è diventato operativo nel mese di aprile, quando ormai i contratti bilaterali per l'anno 2005 erano stati conclusi, l'AEEG ha ritenuto di attivare un regime transitorio per il primo anno di attuazione del corrispettivo che consentisse un passaggio graduale dal regime amministrato a quello di mercato. Il regime transitorio è normato dalla deliberazione n. 137/03 e prevede che nel periodo agosto-dicembre 2004 il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto tra zone non possa eccedere per ciascun operatore di mercato il valor medio di 2€/MWh. Per l'anno 2005 è prevista l'introduzione di strumenti per la copertura dal rischio di livello e di volatilità dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto. Le caratteristiche e le criteri di assegnazione di tali strumenti sono disciplinate nella deliberazione n. 205/04. Rimandiamo al successivo paragrafo § 2.2.3 la descrizione di tali strumenti.

$$P_{UN} - (P_{UN} - P_{\text{zona di immissione}}) \equiv P_{\text{zona di immissione}}$$

L'importo in parentesi è esattamente l'ammontare che l'operatore deve corrispondere per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto.

Si osservi che tale corrispettivo è, più correttamente, la somma di due distinte componenti:

a) il differenziale zonale puro $(P_{\text{zona di prelievo}} - P_{\text{zona di immissione}})$, il quale valorizza in modo efficiente i vincoli di rete, incentivando gli investimenti nelle zone di importazione e penalizzandoli in quelle di esportazione (sono, infatti, queste ultime a corrispondere un differenziale zonale positivo, mentre le prime vedono ridursi il corrispettivo totale) ;

b) il differenziale $(P_{UN} - P_{\text{zona di prelievo}})$, di natura compensativa, è necessario affinché il corrispettivo di trasporto totale, somma degli importi di cui ai punti a) e b), dia luogo al surplus estraibile dagli operatori facendo arbitraggio fuori borsa.

La somma degli importi così definiti fornisce infatti la seguente identità:

$$(P_{\text{zona di prelievo}} - P_{\text{zona di immissione}}) + (P_{UN} - P_{\text{zona di prelievo}}) = (P_{UN} - P_{\text{zona di immissione}})$$

Far gravare (se con segno positivo) tale onere sugli operatori è dunque il modo per neutralizzare il rischio di arbitraggio. In sua mancanza, gli operatori ubicati in una zona a costi bassi (quindi con prezzo zonale inferiore al PUN) avrebbero convenienza a negoziare bilateralmente l'energia esclusivamente con clienti situati nella stessa zona, ad un qualunque prezzo compreso tra il PUN e il prezzo zonale di immissione. Gli operatori potrebbero, dunque, spartirsi il surplus conseguente: il produttore vendendo ad un prezzo in ogni caso più alto rispetto al prezzo zonale, l'acquirente pagando un prezzo inferiore rispetto al prezzo unico nazionale. Come effetto, in mancanza di un corrispettivo di trasporto come quello previsto, il mercato organizzato sarebbe composto dalle sole negoziazioni nelle zone ad alto costo, con conseguente (i) aumento del PUN ed (ii) innalzamento, per il citato legame tra prezzi di borsa e a termine, del valore dell'energia in tutte le negoziazioni bilaterali (anche quelle realizzate nella zona a basso costo in virtù della descritta opportunità di arbitraggio).

2.2.3 L'impiego di strumenti a termine per la copertura dei rischi connessi con la volatilità del prezzo nel mercato

La struttura dei mercati elettrici sopra definita espone gli operatori a due tipologie di rischio:

a) il rischio relativo alla volatilità del prezzo dell'energia elettrica nel tempo, il quale incide sulle scelte di acquisto/vendita nei mercati dell'energia o in quello *over the counter* (OTC) dei bilaterali;

b) il rischio relativo alla volatilità del corrispettivo per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto, ovvero relativo alla volatilità del prezzo dell'energia elettrica nello spazio, il quale risulta connesso all'emergere di congestioni di rete e, quindi, alla formazione di prezzi zonali differenziati in funzione della localizzazione degli impianti.

La stipula di contratti a termine è la modalità attraverso la quale può essere affrontato il primo tipo di rischio (volatilità). Nel corso del 2004 i contratti a termine utilizzati per neutralizzare il rischio relativo alla variabilità nel tempo del prezzo spot dell'energia elettrica sono stati contratti "fisici" di compravendita stipulati al di fuori del sistema delle offerte, e i cd "contratti alle differenze" (di

seguito CFD) a due vie che si qualificano sostanzialmente come contratti fisici in cui l'acquirente conferisce un mandato ad acquistare nel mercato organizzato per conto proprio, stabilendo ex-ante un prezzo prefissato.

La sottoscrizione di un CFD a due vie consente alle controparti, tipicamente un produttore e un consumatore di energia elettrica, di fissare ex-ante un prezzo (detto anche strike price), rispettivamente di vendita e di acquisto, per un dato quantitativo unitario di energia elettrica per un periodo di tempo determinato; contemporaneamente tali operatori partecipano giornalmente al MGP (e al MA) offrendo e richiedendo le quantità necessarie.

Lungo l'arco di tempo di durata del CFD se il prezzo di mercato effettivamente registrato sul MGP (e MA) risulterà superiore al prezzo del CFD, il produttore corrisponderà al consumatore la differenza (dovendo quest'ultimo, in assenza della copertura del rischio, pagare l'energia elettrica con un esborso superiore a quanto fissato ex-ante). Se, invece, il prezzo di mercato sarà inferiore a quello del CFD, graverà sul consumatore l'onere di corrispondere la differenza al produttore (il quale avrebbe potuto vendere l'energia ad un prezzo superiore e che risulta così coperto dal rischio volatilità).

Detto altrimenti, i due soggetti si coprono dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia che si verrà a determinare sul mercato spot attraverso la definizione ex ante di un prezzo fisso valido per entrambi ad una data futura.

In questa prima fase di funzionamento del mercato centralizzato (da aprile 2004), i CFD a "due vie" sono stati utilizzati massicciamente per una quota degli acquisti di energia elettrica effettuati dall'AU. Per l'anno 2005 i CFD sottoscritti dall'AU sono stati specificati ad "una via", ovvero tali contratti prevedono che le differenze tra il PUN e prezzo fisso siano corrisposte dalla sola controparte di AU, nel caso in cui il PUN è superiore allo strike. Per contro AU corrisponde mensilmente alla controparte un premio di importo certo e determinato tramite procedure concorrenziali.

BOX 4

L'utilizzo dei CFD nei primi sette mesi di funzionamento del mercato centralizzato

Per l'anno 2004, tutti CFD conclusi sul mercato hanno avuto come controparte l'AU.

In particolare, l'AU ha proceduto a successive selezioni di controparti per la stipula dei CFD attraverso meccanismi di asta. Nell'anno 2004 l'AU ha concluso esclusivamente CFD a due vie con caratteristiche differenti sia in termini di definizione del prodotto che di prezzo; le principali caratteristiche di tali contratti sono sintetizzate nella Tavola B6.1.

L'energia elettrica coperta attraverso CFD da parte dell'AU risulta essere complessivamente, per il periodo compreso tra l'1 aprile e il 31 dicembre 2004, pari a 38.355 GWh. La successiva Tavola B6.2 evidenzia l'energia elettrica coperta attraverso CFD per ciascun mese del periodo considerato.

Come si evince dalla tabella, la percentuale dell'energia elettrica coperta attraverso CFD di ciascun mese sul totale dell'energia elettrica coperta per il periodo considerato si incrementa a partire dal mese di luglio. Tale incremento è dovuto agli ultimi contratti sottoscritti a partire dal 9 luglio 2004 principalmente con ENEL Produzione Spa che sino a qual momento non aveva partecipato per quantità significative.

Questo aumento delle quantità si è accompagnato ad un aumento dei prezzi strike e ad un ampliamento del divario tra questi e i prezzi amministrati, come evidenziato dalla Tavola B6.3.

Questa tabella riporta il costo medio sostenuto dall'AU per l'approvvigionamento dell'energia elettrica oggetto dei CFD sopra descritti, pari alla somma del prezzo di scambio pagato al Grtn e dei corrispettivi relativi ai CFD. Questo costo è confrontato con il costo che AU avrebbe sostenuto se si fosse approvvigionato per le medesime quantità ad un prezzo pari al prezzo all'ingrosso amministrato precedente l'avvio del sistema delle offerte (PGn + VE). Le medie sono stata calcolate utilizzando per la ponderazione le quantità orarie dei CFD conclusi da AU.

Con riferimento invece ai principali soggetti che hanno sottoscritto i contratti differenziali con l'AU, la Tavola B6.4 mostra per l'anno 2004 la quota di energia elettrica sottoscritta dai principali operatori.

Come mostra la tabella l'energia elettrica coperta attraverso CFD da parte dell'AU è stata sostanzialmente aggiudicata a tre operatori, che hanno insieme una quota pari a circa il 94% del totale aggiudicato dall'AU. In particolare, per il 73% del totale dell'energia elettrica aggiudicata i contratti differenziali sono stati sottoscritti dalle società appartenenti al gruppo ENEL Spa mentre il 21% dalla società Endesa Italia Spa.

TAV. B4.1

Principali caratteristiche dei CFD conclusi da AU nel 2004

Durata del contratto	Caratteristiche del prodotto	Quantità richieste	Quantità aggiudicate
Da 1 aprile a 31 dicembre 2004	Offerta di diverse tipologie contrattuali: contratti in banda; contratti di mid merit; contratti di peak load 1; Contratti di peak load 2	Bande di potenza differenziate per tipologie in banda: 1750 MW; mid merit: 2850 MW nel II e III trim, 4675 MW nel IV trim; peak load 1: 1525 MW in ogni mese del II trim, 3150 in ogni mese del III trim, 1975 MW in ogni mese del IV trim; peak load 2: 1275 MW in ogni mese del II trim, 3600 in ogni mese del III trim, 1975 MW in ogni mese del IV trim;	Bande di potenza: in banda: 1117 MW; mid merit: 775 MW nel II trim, 575 MW nel III trim; 4675 MW nel IV; peak load 1: mediamente 1175 MW ogni mese II trim, mediamente 233 MW ogni mese III trim, mediamente 1975 ogni mese IV trim; peak load 2: mediamente 983 MW ogni mese II trim, mediamente 117 MW ogni mese III trim, mediamente 1975 ogni mese IV trim
Da 1 aprile a 31 dicembre 2004	Offerta di contratti alle differenze per la sola fascia oraria F1	Bande di potenza pari a 8350 MW per il II trimestre, 5250 MW per il III trimestre e 6550 MW per il IV trimestre	Bande di potenza pari a 970MW per il II trimestre, 630 MW per il III trim e 1010 Mw per il IV trim
Da 1 maggio a 31 dicembre 2004	Offerta di contratti alle differenze ai sensi della deliberazione n. 49/04	Quantità di energia pari a 6004 GWh in F1, 13776 GWh in F2, 6021 GWh in F3 e 21471 GWh in F4.	Quantità pari a 1164 GWh in F1, 785 GWh in F2, 54 GWh in F3 e 1363 GWh in F4
Da 9 luglio a 31 dicembre 2004	Offerta di contratti alle differenze per il secondo semestre 2004	Quantità di energia pari a 2257 GWh in F1, 6519 GWh in F2, 3109 GWh in F3 e 8190 GWh in F4.	Quantità di energia pari a 2257 GWh in F1, 6519 GWh in F2, 2869 GWh in F3 e 4671 GWh in F4.

TAV. B4.2

Copertura da CFD

	Apr-04	Mag-04	Giu-04	Lug-04	Ago-04	Sett-04	Ott-04	Nov-04	Dic-04
Quantità (GWh)	1.396	1.562	1.794	5.194	4.409	5.196	5.891	6.378	6.534
% su totale coperto da CFD	4%	4%	5%	14%	11%	14%	15%	17%	17%

TAV. B4.3

Costo medio di approvvigionamento dell'energia elettrica coperta da CFD (€/MWh)

	Costo medio AU per le quantità dei CFD	PGn + VE medio
Trim. aprile- giugno	63	61,5
Trim. luglio – settembre	74,8	67,7
Media semestre aprile-sett.	71,9	66,2

TAV. B4.4

Operatori che hanno sottoscritto CFD con l'AU

	Energia elettrica aggiudicata (GWh)	% su totale energia elettrica coperta attraverso CFD da parte dell'AU
ENEL Produzione Spa	26549	69%
ENEL Green Power Spa	1405	4%
Endesa Italia Spa	8152	21%
Altri operatori	2249	6%
TOTALE	38355	100%

Per la copertura dal rischio associato al diverso prezzo di mercato dell'energia sul territorio (differenziale spaziale), nei disegni di mercato zonali (o nodali), è tipicamente prevista la cessione, da parte del Gestore di rete di trasmissione, di coperture relative ai costi di congestione (CCC) o diritti fissi di trasporto (firm transmission rights).

I CCC consentono l'esecuzione della transazione interzonale con corrispettivo fisso, predeterminato e indipendente dalla valorizzazione spot del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

I CCC possono prevedere una valorizzazione implicita del diritto di trasporto o una valorizzazione esplicita del medesimo diritto:

a) nella valorizzazione implicita, il detentore di un contratto CCC può trasportare predeterminate quantità orarie di energia elettrica tra le zone, senza l'onere di pagamento della differenza tra il prezzo di mercato nella zona a "valle" (mercato della destinazione dell'energia elettrica) e quello della zona "a monte" (mercato della produzione);

b) nella valorizzazione esplicita, il detentore del CCC riceve dall'emittente (se positiva) o corrisponde (se negativa) la differenza tra il prezzo di equilibrio nella zona "a valle" e quello della zona "a monte" del medesimo diritto per la quantità oraria di energia elettrica corrispondente alla capacità indicata nel contratto CCC medesimo.

Con la deliberazione 19 novembre 2004, n. 205/04, l'AEEG ha disciplinato il funzionamento di questi strumenti di copertura dei costi di congestione, prevedendo a decorrere dall'anno 2005 l'assegnazione, attraverso procedure concorsuali da parte del Gestore della rete, di CCC con valorizzazione esplicita e nella forma di obbligazione riferiti alla differenza tra il prezzo della zona indicata nel diritto ed il prezzo unico nazionale ovvero riferiti al valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto. Con la predetta deliberazione l'AEEG ha peraltro previsto dei limiti alla partecipazione alla procedure concorsuali per gli operatori che non risultano effettivamente esposti al rischio relativo alla variabilità del valore del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto, così da evitare che gli esiti delle predette procedure concorsuali possano incentivare fenomeni di speculazione o di esercizio di potere mercato.

I CCC, così come definiti dalla sopra richiamata deliberazione n. 205/04, conferiscono al relativo detentore, il diritto a ricevere dal Gestore della rete se positivo o l'obbligo a versare a quest'ultimo se negativo, un ammontare pari al prodotto tra la quantità di potenza, nell'ora, cui il CCC si riferisce e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima (PUN) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel medesimo mercato nella zona (prezzo zonale) cui il medesimo CCC si riferisce.

Analogamente a quanto previsto ai fini della copertura dal rischio di livello e di volatilità dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone geografiche del mercato italiano, la deliberazione n. 224/04 ha stabilito le disposizioni per l'anno 2005 per l'assegnazione di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere. Tali corrispettivi, coerentemente con le modalità di funzionamento i CCC, conferiscono all'assegnatario il diritto a ricevere dal Gestore della rete, qualora positivo, per ciascuna ora del periodo a cui la copertura si riferisce, un ammontare pari al prodotto tra il valore della quota di capacità di trasporto, tra la zona geografica del mercato italiano limitrofa alla zona estera e la medesima zona estera, cui è riferita la copertura dal rischio, e il differenziale di prezzo tra le medesime zone.

Come esemplificato nel BOX 5, i CCC possono consentire la completa copertura del rischio di prezzo per gli operatori che acquistano energia nel MGP e che hanno stipulato contratti CFD a due vie o che hanno stipulato contratti di compravendita al di fuori del sistema delle offerte.

Sarà di estrema rilevanza lo sviluppo degli strumenti di copertura dal rischio descritti, così come quello di eventuali strumenti analoghi, al fine di incentivare l'ingresso di nuovi operatori e l'incremento degli scambi nel mercato organizzato, grazie alla possibilità di trovare forme di copertura dai rischi temporali e zonali. Tuttavia, rileva ricordare che entrambi i contratti implicano la fissazione di prezzi (strike price nel caso di CFD e prezzi del MGP con riferimento ai CCC) il cui livello è esposto al potere negoziale delle parti; tali strumenti, pertanto, coprono i rischio di volatilità dei prezzi dell'energia, ma non eliminano il problema dell'esercizio di potere di mercato e di sfruttamento di eventuali posizioni dominanti.

BOX 5

Funzione dei CFD e CCC per la copertura dei rischi di volatilità dei prezzi nel tempo e nello spazio

Si considerino due operatori, un produttore ed un acquirente di energia elettrica, che devono stipulare contratti di vendita/acquisto di energia elettrica nel MGP, esposti al rischio di volatilità del prezzo, sia nel tempo che tra zone. Infatti, nel mercato centralizzato i due operatori si troverebbero a sottoscrivere i contratti alle seguenti condizioni

- *Il produttore vende al prezzo p_v la quantità q* per un ammontare totale: $p_v \cdot q^*$;*
- *L'acquirente acquista al prezzo unico p_{un} la quantità q* per un ammontare totale: $p_{un} \cdot q^*$.*

Stipulando un CFD a due vie, che preveda la regolazione delle relative differenze rispetto al pun, al prezzo di copertura del rischio p i due operatori si impegnano e si assicurano nel caso di variazioni nel prezzo di mercato, rispettivamente:*

- *il produttore di pagare l'eventuale incremento di prezzo registrato nel mercato rispetto a quello del CFD, ossia $(p_{un} - p^*).q^*$, quindi di ricevere in totale*
- *$p_v \cdot q^* - (p_{un} - p^*).q^*$;*

L'acquirente di pagare sempre e comunque l'energia elettrica negoziata p.q* (visto che qualunque eccedenza del prezzo unico di mercato rispetto a quello del CFD sarà compensato dal venditore e, viceversa, qualunque riduzione del p_{un} rispetto al CFD dovrà essere corrisposto dall'acquirente al venditore).*

Con la sottoscrizione di tali contratti l'acquirente risulta completamente coperto dal rischio volatilità del prezzo di mercato dell'energia elettrica nel tempo. Tuttavia due sono le considerazioni da fare:

- *il livello del prezzo di copertura del rischio fissato nel CFD p* dipende, ovviamente dal potere di mercato degli operatori, nel senso che sarà tanto più elevato quanto più il produttore risulterà dotato di una posizione dominante. Detto altrimenti, il CFD copre dal rischio volatilità ma non è finalizzato a limitare il potere di mercato esercitatile sul prezzo di borsa.*
- *Il venditore rimane esposto, una volta sottoscritto un CFD, alla volatilità del prezzo dell'energia elettrica tra zone.*

Mentre il primo problema richiede soluzioni, come si approfondirà nei successivi paragrafi, di tipo sostanzialmente strutturale; il secondo può essere superato con i CCC. Infatti, introducendo tale strumento, il detentore si copre dal rischio di variabilità del prezzo zonale visto che se il prezzo della zona di produzione p_v (c.d. zona a monte) è inferiore a quello della zona di destinazione p_{un} (c.d. zona a valle), egli percepisce il differenziale di prezzo (se si tratta di CCC con valorizzazione esplicita) o non paga la differenza generata dalla congestione di rete (se si tratta di CCC con valorizzazione implicita). Un CCC, quindi, assicura al produttore che è localizzato in una zona che genera congestioni, il seguente ammontare a copertura del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica tra zone:

$(p_{un} - p_v) \cdot q^*$

L'effetto di un CCC è, quindi, una totale copertura del rischio del produttore, il quale ha certezza di vendere il volume di energia elettrica oggetto dei contratti di vendita, del CFD e del CCC percependo l'ammontare (somma degli importi indicati nelle formule (1)-(2)):

$p_v \cdot q^* - (p_{un} - p^*).q^* + (p_{un} - p_v) \cdot q^* \equiv p^*.q^*$

La possibilità di una completa copertura del rischio interzonale dipende dalla capacità del produttore di costruire un portafoglio di CCC in modo tale da eguagliare la media dei consumi zonali di energia, ciò perché il p_{un} è stato definito come combinazione lineare dei prezzi zonali con le domande zonali usate come pesi

Nota bene. Nel caso dell'esempio rappresentato in questo box il CfD prevede la regolazione delle differenze rispetto al PUN; pertanto il rischio associato al valore del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, e quindi l'esigenza di acquistare dei CCC, è in capo al produttore. Viceversa nel caso di CfD che prevedono la regolazione delle differenze rispetto ai prezzi zonali, è il consumatore che rimane esposto al rischio associato al valore del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto e che deve acquistare i CCC relativi.

2.3 Il servizio di dispacciamento

L'insieme di norme che disciplinano il MSD hanno la finalità di consentire al Grtn di approvvigionarsi, attraverso meccanismi di mercato, delle risorse necessarie a:

a) risolvere le congestioni della rete rilevante;

b) predisporre adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza di generazione;

c) garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia, sia "a programma", sia "in tempo reale".

L'articolo 22 della delibera n.168/03 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas prevede altresì che il MSD sia articolato in più segmenti tali da:

a) offrire ai partecipanti al mercato un segnale trasparente del valore economico delle risorse necessarie per il sistema elettrico, differenziandolo in base alle diverse prestazioni che ciascuna risorsa rende al sistema;

b) permettere attraverso un'opportuna definizione delle tipologie di risorse, dei meccanismi di mercato e del formato delle offerte di acquisto e di vendita ai partecipanti al mercato, di formulare offerte che riflettano la struttura dei relativi costi;

c) consentire l'identificazione dei costi di approvvigionamento imputabili alle varie tipologie di risorse, dando separata evidenza alle offerte accettate ai fini dell'approvvigionamento delle medesime.

L'articolazione del MSD in più segmenti, ciascuno destinato alla negoziazione di risorse destinate ad una specifica funzione (risoluzione delle congestioni, riserva secondaria, riserva terziaria e bilanciamento) è coerente con l'impostazione originariamente proposta dalla AEEG con la delibera n. 95/01 (abrogata e sostituita dalla delibera n. 168/03). La delibera 95/01 prevedeva, infatti, la costituzione di quattro distinti mercati: il mercato per la risoluzione delle congestioni (a programma); il mercato per la riserva secondaria; il mercato della riserva terziaria; il mercato di bilanciamento in tempo reale.

La combinazione di vari fattori, quali le oscillazioni impreviste dei prelievi di energia elettrica, errori nella programmazione, le indisponibilità accidentali dei generatori e degli elementi di rete, nonché l'impossibilità di immagazzinare l'energia elettrica, fa sì che l'esercizio in sicurezza del sistema richieda la predisposizione di un certo ammontare di riserva di potenza utilizzabile in tempo reale, al fine di mantenere stabile la frequenza e la tensione sulla rete entro livelli predefiniti.

In un sistema elettrico si possono distinguere tre tipi di riserva:

a) l'offerta di riserva primaria consiste nel rendere disponibile al gestore della rete una banda di potenza asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza erogata da un gruppo di generazione. Tale offerta serve a contrastare le variazioni di frequenza causate da squilibri istantanei che si possono verificare tra generazione elettrica e carico (domanda). L'obiettivo della riserva primaria è di stabilizzare la frequenza di sistema nell'arco di pochi secondi dopo il verificarsi di una qualsiasi contingenza. Di norma la banda di regolazione primaria deve potere essere pienamente utilizzata entro 30 secondi. La riserva primaria non è approvvigionata mediante meccanismi di mercato, ma fornita obbligatoriamente ai sensi delle regole di connessione;

b) l'offerta di riserva secondaria consiste nel rendere disponibile al gestore della rete una banda di potenza asservita ad un dispositivo automatico in grado di modulare l'immissione di energia elettrica di un gruppo di generazione sulla base di un segnale di livello elaborato ed inviato dal gestore. L'obiettivo della riserva secondaria è di ricondurre il livello di frequenza al suo valore prestabilito. Di norma la banda di regolazione secondaria deve potere essere pienamente utilizzata in un lasso di tempo cha va da pochi secondi ad un massimo di 15 minuti (in Italia il limite è 100 secondi);

c) l'offerta di riserva terziaria consiste nel rendere disponibile un margine di potenza al gestore della rete attivabile in tempo reale tramite un suo ordine di dispacciamento. L'obiettivo della riserva terziaria è di supportare la riserva secondaria e di consentire la ricostituzione dei margini di riserva secondaria dopo il verificarsi di una qualsiasi contingenza. Il margine di riserva terziaria ha tempi di attivazione che possono variare da 15 minuti ad un'ora.

BOX6

Mercato per il servizio di dispacciamento

Il MSD è l'unico mercato che funziona lungo un orizzonte temporale prossimo al tempo reale (spot).

Partecipano a tale mercato gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione o di consumo abilitate alla fornitura delle risorse negoziate nel mercato stesso. L'abilitazione delle predette unità prevede in ogni caso che queste siano:

- *di taglia superiore ad una soglia prefissata;*
- *in grado di controllare le proprie immissioni o prelievi;*
- *integrate nel sistema di controllo del Grtn.*

Le offerte presentate nel MSD esprimono la disponibilità a variare le immissioni o i prelievi rispetto a quanto definito nel programma preliminare aggiornato risultante dai mercati precedenti. Tali offerte si distinguono in offerte a salire e offerte a scendere. Le offerte a salire esprimono la disponibilità delle unità di produzione o di consumo abilitate rispettivamente ad aumentare l'immissione o diminuire il prelievo. Le offerte a scendere esprimono la disponibilità delle unità di produzione o di consumo rispettivamente a diminuire l'immissione o aumentare il prelievo.

Essendo tali offerte accettate tenendo conto dei parametri tecnici delle unità di produzione o di consumo, che possono essere modificati in qualsiasi momento dagli utenti del dispacciamento, esse esprimono, di fatto, risorse differenti in quanto la disponibilità di una unità di produzione a variare la propria produzione entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione secondaria con tempi di risposta dell'ordine di pochi secondi è materialmente differente dalla disponibilità di un'altra unità di produzione a variare la propria produzione entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione terziaria con un tempo di risposta dell'ordine di un'ora.

Le offerte sono presentate dagli utenti del dispacciamento entro una certa ora del giorno prima. La controparte degli utenti del dispacciamento è il Grtn che si pone come unico acquirente/venditore rispetto alle offerte presentate dagli stessi.

Il processo di accettazione delle offerte si svolge in due tempi:

- *a programma, il giorno prima, quando le offerte sono accettate per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito ai mercati dell'energia (MGP e MA), onde risolvere eventuali congestioni residue non risolte su tali mercati, costituire i margini di riserva necessari alla sicurezza del sistema e bilanciare il sistema a programma*
- *in tempo reale, quando le offerte sono accettate per bilanciare il sistema in tempo reale (cioè nel giorno stesso).*

Diffomemente da quanto ha luogo su MGP e MA le offerte non sono remunerate al prezzo di equilibrio ma al prezzo di offerta (asta discriminatoria o pay-as-bid). L'adozione di una remunerazione al prezzo di equilibrio (asta non discriminatoria o uniform price) renderebbe necessaria l'iterazione ad una frequenza assai elevata del meccanismo di equilibrio di domanda e offerta di energia elettrica in tempo reale basato sul prezzo marginale. Ciò comporterebbe significativi costi amministrativi, senza alcun evidente guadagno di efficienza, nella misura in cui, su orizzonti temporali ristretti come quelli rilevanti per i servizi di regolazione, i vincoli intertemporali (rampe) derivanti dalle caratteristiche dinamiche degli impianti possono costituire le determinanti principali della selezione delle unità nel mercato per il servizio di dispacciamento.

3 Analisi del potere di mercato nei mercati rilevanti

3.1 Introduzione

Dopo aver descritto l'architettura del mercato elettrico nel sistema italiano (cfr. cap.2), il passaggio successivo è definire i mercati geografici rilevanti ai fini antitrust, all'interno dei quali:

a) misurare la posizione degli operatori ed il grado di concentrazione dell'offerta;

b) verificare l'esistenza di potere di mercato (unilaterale o collettivo);

c) analizzare se le strategie commerciali delle imprese connesse all'esercizio di tale potere di mercato siano lecite o illecite (ai fini regolatori ed antitrust).

Solo dopo aver correttamente definito i mercati rilevanti appare possibile comprendere gli ambiti nei quali gli operatori possono - o potrebbero - porre in essere un reale confronto competitivo e gli ostacoli - di tipo strutturale o comportamentale, espliciti o taciti -, al realizzarsi del processo di apertura del settore alla concorrenza come previsto dalle direttive comunitarie e dalle norme di recepimento nazionale.

Mentre nel secondo capitolo dell'indagine è stata descritta la struttura del settore elettrico tenendo conto delle caratteristiche tecnico/produttive dei servizi/prodotti erogati in ciascuna fase della filiera verticalmente integrata, nei paragrafi che seguono tale descrizione della filiera verrà "rielaborata" in un'ottica di individuazione dei contesti competitivi rilevanti[15].

Ciò che rileva, nella attività di definizione dei mercati rilevanti, è la delimitazione dei confini - merceologici, geografici e temporali -, entro i quali gli operatori possono innescare un confronto competitivo, formulando strategie commerciali aggressive al fine di servire quote crescenti di domanda.

Con l'espressione "mercato rilevante" si intende il più ampio insieme di beni/servizi caratterizzati da un grado di sostituibilità talmente elevato da non rendere economicamente conveniente per alcun produttore l'adozione di aumenti stabili e significativi di prezzo. Lo spostamento della domanda su beni/servizi sostituti (compresi appunto nella definizione di mercato rilevante del prodotto) che conseguirebbe ad un aumento del prezzo risulterebbe, infatti, tale da non compensare la perdita in volume con un adeguato incremento dei ricavi unitari.

Volendo richiamare, in estrema sintesi, il criterio tradizionalmente seguito per definire i mercati rilevanti, si ricorda che il test "classico", chiamato SSNIP test (*Small but Significant Non-transitory Increase in Price*), parte dall'ipotesi che esista un ipotetico operatore monopolista il quale deve valutare l'incentivo o meno di adottare incrementi nei prezzi offerti. Il processo alla base del test SSNIP è di tipo iterativo. Dato il più piccolo ambito di beni/servizi e di area geografica servita, si simula l'effetto di un incremento dei prezzi formulati da tale ipotetico monopolista (l'ipotesi classica è un innalzamento del 5% o del 10%), e si stima l'impatto in termini di riduzione nei volumi domandati. L'ipotetico monopolista valuta se tale incremento dei prezzi risulti profittevole, cioè se l'incremento dei ricavi sulla minore quantità offerta è superiore alla riduzione di margine connesso alla contrazione delle quantità vendute. Formalmente, si tratta di verificare la seguente disuguaglianza:

$$\frac{\Delta P}{P_0} Q_1 \succ \frac{P_0 - C}{P_0} \Delta Q$$

[15] In tal senso, la descrizione fatta nel secondo capitolo tra i vari mercati (MGP, MA, mercato dei bilaterali fisici, MSD) non era finalizzata ad individuare ambiti concorrenzialmente rilevanti, ma ad illustrare il modo di funzionamento del settore.

dove il termine di sinistra rappresenta i ricavi guadagnati sulla quantità Q_1 venduta a seguito dell'incremento del prezzo ΔP (ossia passando da un livello di prezzo P_0 ad un livello più elevato), mentre il termine a destra del simbolo di disuguaglianza è la perdita di margine (in termini di *mark up*, ossia differenza tra prezzo P_0 e costo marginale di produzione C) sulla minore quantità offerta ΔQ a seguito dell'aumento del prezzo.

Fin tanto che una strategia di incremento dei prezzi risulta economicamente non conveniente per l'ipotetico monopolista, perché lo spostamento della domanda verso altri beni/servizi forniti (o verso altre aree geografiche) conseguente all'incremento dei prezzi genera riduzioni dei volumi tali da non compensare l'innalzamento dei prezzi, il mercato viene ad essere allargato incorporando tutti i possibili sostituti (sia beni/servizi che aree geografiche). L'allargamento si interrompe laddove per l'operatore diventa possibile esercitare la politica descritta in modo profittevole, perché non più esposto al rischio di sostituzione e quindi alla possibile aggressione di altri concorrenti. A quel punto, l'insieme dei beni e servizi e/o delle aree geografiche ricomprese nel calcolo dell'ipotetico monopolista rappresenta il mercato geografico rilevante.

L'applicazione di tale test al mercato dell'energia elettrica così come è stato descritto nel secondo capitolo non è particolarmente significativo in virtù della caratteristica di forte anelasticità al prezzo che contraddistingue la domanda di energia elettrica (domanda, tra l'altro, relativa ad un prodotto omogeneo). Come si vedrà più avanti, di conseguenza, il test utilizzato al fine di individuare l'ambito geografico rilevante nel mercato all'ingrosso sarà, piuttosto che un test di prezzo (quale lo SSNIP), un test basato sulla domanda residuale dell'ipotetico monopolista.

Dal punto di vista teorico è semplice dimostrare che, in presenza di domanda anelastica, o quasi anelastica, al prezzo, l'effetto della perdita di margine, a causa della contrazione nei volumi serviti, si riduce a zero. La precedente disequazione risulta, quindi, sempre soddisfatta, essendo nullo il termine a destra del segno di disuguaglianza. Questo significa che il test SSINP si può ridurre al calcolo della domanda residuale dell'ipotetico monopolista, visto che se quest'ultima è positiva qualunque strategia di aumento dei prezzi appare profittevole per l'operatore che la detiene e che esercita su di essa il massimo potere di mercato.

Al fine di definire i mercati merceologici rilevanti per il settore dell'energia elettrica si procederà alla aggregazione di talune attività, in particolare generazione ed importazione di energia elettrica, e si fornirà un'analisi centrata, oltre che sui tradizionali aspetti merceologici, anche su aspetti di tipo temporale (connessi alla circostanza che l'energia elettrica viene venduta ora per ora nell'arco della giornata e/o che viene venduta per il giorno successivo o ad un termine più lungo)[16].

Si precisa, inoltre, che non saranno oggetto di analisi quei segmenti di attività presenti nella filiera elettrica, segnatamente trasmissione e distribuzione, che sono caratterizzati da condizioni di monopolio naturale e legale e assoggettati ad una pervasiva regolamentazione, nelle condizioni sia di accesso che di prezzo.

Per motivi diversi, essenzialmente legati alla non completa apertura del mercato, non saranno trattati i mercati rilevanti della vendita finale di energia elettrica, che risultano ancora distinti, in funzione della tipologia di domanda servita, tra mercato della vendita ai clienti idonei e mercato della vendita ai vincolati.

I mercati di centrale rilevanza per l'analisi dell'evoluzione concorrenziale dell'intero settore verso un reale assetto competitivo, che sono analizzati in dettaglio in questa sede, sono dunque sbilanciati sul lato dell'offerta di energia elettrica: il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (cfr. §3.2) ed il mercato del dispacciamento dell'energia elettrica, o MSD (cfr. § 3.3).

[16] In linea teorica sarebbe possibile identificare mercati del prodotto rilevanti distinti per ogni singola ora della giornata. Tuttavia, dato l'obiettivo dell'analisi che questa indagine si ripropone, si ritiene corretto utilizzare una definizione semplificata dei mercati che non tenga conto della dimensione temporale.

3.2 Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

3.2.1 Mercato rilevante del prodotto

In un'ottica di analisi antitrust, l'individuazione della posizione di ciascun operatore sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, consente di analizzare le strategie commerciali e l'eventuale esercizio di potere di mercato nell'approvvigionamento della domanda intermedia.

Solo risalendo all'offerta di energia elettrica per il mercato all'ingrosso, indipendentemente dalla fonte e dalla destinazione (grossisti o clienti finali, liberi o vincolati soddisfatti dall'AU), risulta stimabile la reale capacità degli operatori di competere su tale mercato, di adottare strategie commerciali aggressive o accomodanti, ovvero di assumere il ruolo di leader nel dettare tali politiche.

Data l'architettura del settore elettrico italiano, è corretto definire il mercato all'ingrosso come l'insieme di contratti di compravendita di energia elettrica stipulati da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (generazione nazionale e importazioni) da un lato, e grandi clienti industriali, Acquirente Unico e grossisti dall'altro. Si tratta di contratti conclusi sia nei mercati dell'energia (MGP e MA), sia al di fuori dei medesimi tramite contrattazione bilaterale.[17]

I soggetti che sottoscrivono contratti di compravendita di energia elettrica (sia nei mercati dell'energia sia al di fuori dei medesimi) sono detti, ai sensi della regolamentazione vigente, "operatori di mercato". Tali operatori debbono essere utenti del dispacciamento, ossia sottoscrittori di un contratto di dispacciamento con il Grtn, o loro delegati[18].

Le fonti dalle quali attingono gli operatori che agiscono dal lato dell'offerta sul mercato all'ingrosso sono le seguenti: (i) energia nazionale; (ii) energia estera acquistata direttamente da un produttore estero o da un grossista estero e trasportata in Italia attraverso la capacità di interconnessione esistente.

Su tale mercato operano pertanto, come rappresentato nella figura che segue, dal lato dell'offerta: (i) i generatori nazionali, compresi i soggetti che operano tramite contratti di *tolling*[19]; (ii) i grossisti che acquistano energia estera (compresi i grandi clienti idonei che si approvvigionano direttamente di energia estera)[20]. Dal lato della domanda, operano: (i) l'AU; (ii) i clienti idonei che ricorrono direttamente all'approvvigionamento senza alcuna forma di intermediazione; (iii) i grossisti nazionali ed esteri che operano su mandato dei clienti idonei finali.

---

[17] Naturalmente ci si riferisce all'architettura del sistema "a regime" cioè prevedendo la partecipazione attiva della domanda.

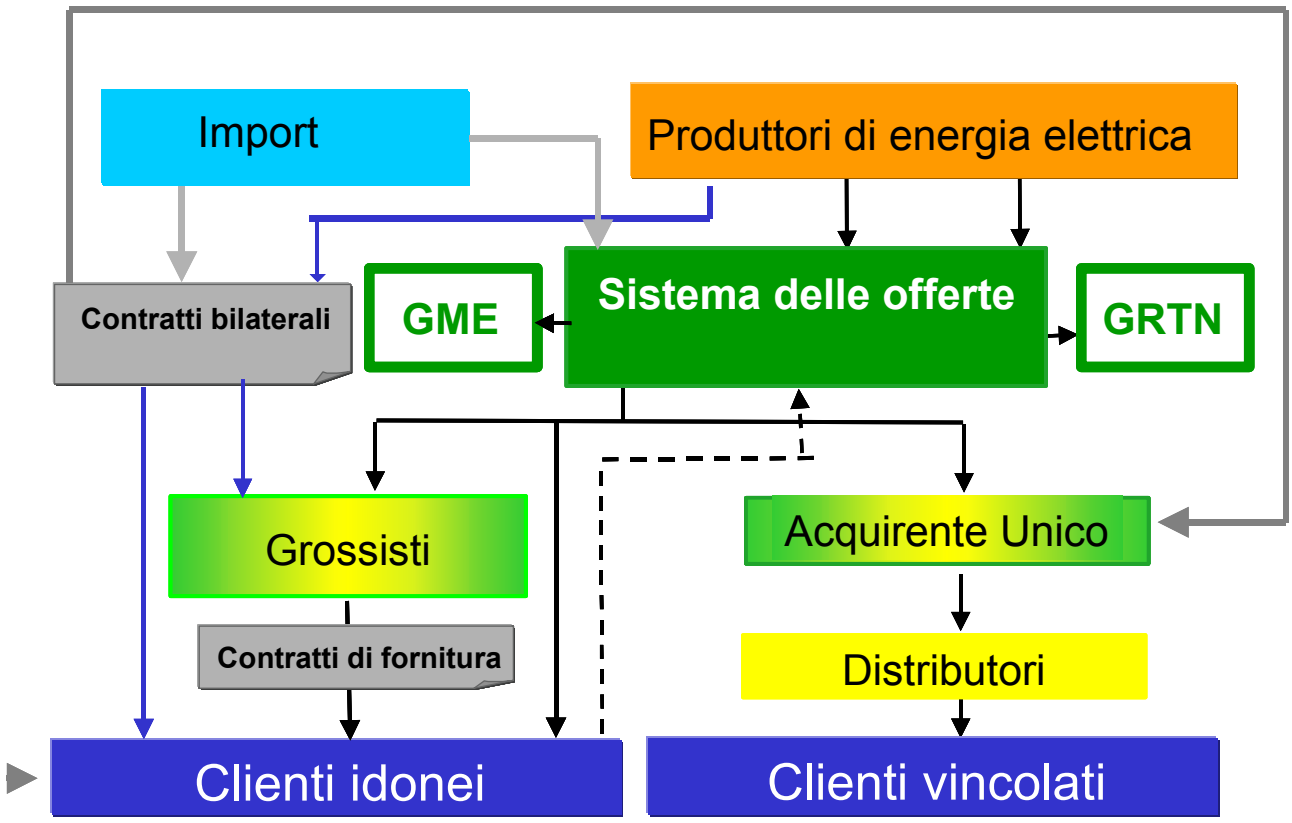
[18] Vi sono tuttavia delle eccezioni che riguardano soggetti che non sono utenti del dispacciamento né loro delegati ma che sono autorizzati a registrare contratti di compravendita presso il Grtn, ovvero:

- il Gestore del mercato elettrico con riferimento ai punti di dispacciamento inclusi nei contratti di compravendita di cui è controparte;
- gli assegnatari di capacità di trasporto sulla rete di interconnessione in importazione e in esportazione con riferimento ai punti di dispacciamento delle unità di importazione o di esportazione a cui l'assegnazione si riferisce;
- il Grtn con riferimento ai punti di dispacciamento delle unità di produzione CIP6/92;
- il Grtn con riferimento ai punti di dispacciamento delle unità di importazione o di esportazione, per la quota relativa alla capacità di trasporto in importazione o in esportazione non assegnata.

[19] Ci si riferisce al contratto di *tolling* sottoscritto dai soci di Edipower S.p.A. (Edison trading S.p.A, Aem Trading S.p.A, ATEL Energia S.r.l., SIET S.p.A.) con Edipower stessa. L'accordo di *tolling* è un contratto atipico, frutto dell'autonomia negoziale delle parti, che disciplina sia la vendita di energia elettrica sia il momento produttivo, ovvero l'approvvigionamento del combustibile necessario per produrre l'energia. Il futuro acquirente dell'energia, *toller*, si fa carico di fornire al produttore l'*input* per la produzione dell'energia e, in genere, curarne il trasporto fino alla centrale. In tale schema contrattuale, il produttore immette il combustibile nella centrale di produzione, attiva il processo generativo e "restituisce" *pro quota* al *Toller* l'elettricità prodotta. Si veda il provvedimento dell'AGCM I591 - EDIPOWER/EDISON TRADING/AEM TRADING/ATEL ENERGIA/SIET in bollettino n. 52/2003.

[20] Un aspetto controverso è quello relativo all'energia importata con contratti di lungo periodo e destinata alla copertura del fabbisogno vincolato (e dunque da riconsiderare nelle fonti del mercato all'ingrosso dell'energia), che, sebbene formalmente attribuita all'AU, è ancora veicolata in Italia da ENEL.

Assetto del settore



Il rapporto tra mercati dell'energia e contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte

L'incontro tra domanda e offerta, nel descritto mercato all'ingrosso di energia elettrica, come sopra definito, avviene dunque attraverso due "modalità" strettamente interrelate:

a) formulando offerte di acquisto e di vendita nei mercati dell'energia gestiti dal Gme (cd borsa);

b) attraverso la stipula di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte (cd contratti bilaterali)[21].

Sebbene le due modalità di approvvigionamento di energia elettrica presentino delle proprie peculiarità ed siano sottoposte a regole differenti, in un caso definite normativamente (MGP e MA), nell'altro dalla libera contrattazione delle parti (si tratta della struttura non codificata dei contratti bilaterali), sia gli operatori che si collocano dal lato dell'offerta sia quelli che si collocano dal lato della domanda(questi ultimi a partire dall'aprile 2005) possono indistintamente sottoscrivere contratti bilaterali o partecipare agli scambi in borsa per cedere/approvvigionarsi di energia elettrica. Appare dunque corretto ricomprendere tali fonti di approvvigionamento di energia elettrica all'ingrosso in un unico mercato rilevante del prodotto.

Un ulteriore elemento a supporto della tesi che il mercato all'ingrosso ricomprenda sia l'energia scambiata su MGP e MA sia quella scambiata tramite contratti bilaterali si fonda sullo stretto legame tra i prezzi di equilibrio che si formano in borsa (in particolare il Prezzo Unico Nazionale, PUN, nell'MGP) e i prezzi negoziati nei contratti bilaterali.

[21] Si rinvia al citato §2.2 per una descrizione del concreto meccanismo di funzionamento dei mercati citati.

Sulla base dell'ipotesi di operatori che si comportano razionalmente, è, infatti, possibile considerare MGP, MA e mercato dei bilaterali come una serie di contrattazioni *forward* utilizzate dagli operatori sulla base di considerazioni legate ai nessi intertemporali sui prezzi attesi sui vari mercati. Data la continuità nelle negoziazioni nei mercati dell'energia è evidente che gli operatori stipulano i contratti bilaterali in base alle attese sui prezzi del MGP.[22]

È dunque possibile affermare che il prezzo atteso a termine sul MGP, corretto in base alla rischiosità di operare su tale mercato (connessa alla intrinseca volatilità del prezzo di borsa), rappresenta "il costo opportunità" di negoziare oggi un bilaterale ad un dato prezzo. Sulla base di tale relazione, appare esistere una condizione di indifferenza, per un operatore razionale, tra l'operare nei mercati dell'energia quotidianamente e coprirsi finanziariamente dal rischio volatilità con un contratto alle differenze (CFD), ed invece acquistare energia con un contratto bilaterale per lo stesso periodo[23].

Nel momento in cui gli operatori negoziano un contratto bilaterale, quindi, l'energia oggetto di tale contratto è sostituibile, in termini di valorizzazione della medesima, a quella acquistabile sui mercati dell'energia.

Tale condizione di indifferenza tra contratto bilaterale e partecipazione alla borsa si verifica, nel contesto istituzionale italiano, anche in relazione alle modalità di determinazione del corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto pagato (o ricevuto) dai soggetti che cedono energia tramite contratto bilaterale.

Questo corrispettivo, come ampiamente illustrato al §2.2.2, è stato definito in modo tale che se l'operatore stipula un contratto bilaterale ad un prezzo pari al valore medio atteso del PUN (o se ha stipulato un CFD con *strike price* pari al PUN), percepirà come ricavo unitario il prezzo zonale della zona di immissione, come se vendesse l'energia sottostante sul MGP. Si individua, pertanto, una condizione di indifferenza tra operare tramite contratti bilaterali ed operare sui mercati dell'energia.

Sul mercato all'ingrosso non è necessaria alcuna separazione per tipologia di domanda servita (libera o vincolata). La domanda su tale mercato è, infatti, composta dai clienti idonei che si approvvigionano direttamente senza far ricorso ad alcuna forma di intermediazione, dai grossisti che poi veicolano l'energia per soddisfare i clienti rispetto ai quali operano su mandato, e dall'AU che per legge soddisfa tutti i clienti vincolati.

Le conclusioni cui si è pervenuto in materia di individuazione di un unico mercato all'ingrosso composto da energia scambiata in borsa ed energia scambiate tramite contratti bilaterali potrebbero, ovviamente, essere oggetto di revisione qualora i dati storici relativi al comportamento di prezzo della domanda attiva facessero emergere, ad un primo esame, configurazioni alternative.

La specificità dell'energia elettrica Cip6

All'interno delle fonti primarie di energia di origine nazionale vi è la cd energia Cip6. Si tratta, come si evince dai dati contenuto al §1.1, di una fonte che copre una parte significativa del fabbisogno nazionale (17% nel 2004).

Alla luce delle scelte di regolazione assunte, emergono varie peculiarità connesse all'energia Cip6, ed in particolare al fatto, da un lato, che il Grtn ritiri tale energia dai produttori a prezzi agevolati e fissati per via regolamentare; dall'altro, che lo stesso Grtn proceda successivamente ad assegnare tale energia agli operatori grossisti a prezzi più bassi di quelli di acquisto.

Sebbene l'attuale quadro normativo consentirebbe di qualificare il Grtn, quale operatore di mercato con riferimento all'energia Cip6, ciò non appare corretto al fine della individuazione del contesto competitivo entro il quale gli operatori formulano le rispettive strategie commerciali.

[22] Come si è avuto modo di argomentare nel capitolo 2, tale interdipendenza delle negoziazioni dei vari sottomercati si estende anche al caso delle contrattazioni in tempo reale che si hanno sul MSD.

[23] Su questi temi si rimanda al box 5 del §2.2.3.

Infatti, il Grtn non si comporta come un operatore di mercato in senso stretto, quanto, piuttosto, come una sorta di regolatore nell'assegnazione di una fonte di energia. Infatti, proprio per l'obiettivo di incentivare l'uso di queste tipologie di fonti per le forniture ai clienti idonei, il Grtn compra energia Cip6 dagli impianti convenzionati a prezzi più alti, quindi non a condizioni "di mercato", rispetto a quelli ai quali la rivende ai grossisti. Proprio per questa motivazione, da un punto di vista meramente "definitorio", non sembra opportuno considerare il Grtn come un operatore di mercato alla stregua di ENEL e degli altri operatori e dunque attribuirgli una specifica quota di mercato sul mercato all'ingrosso.

Tale scelta trova particolare fondamento nel nuovo scenario del settore. L'avvio del sistema delle offerte ha infatti creato una evidente separazione tra le strategie commerciali legate alla fase "intermedia" del processo negoziale, ove i flussi di energia incidono nella formazione dei prezzi all'ingrosso, e la fase "finale", ove i flussi di energia incidono sui prezzi del mercato della vendita finale (che non sono oggetto di analisi in questa indagine).

In tale assetto, sia regolatorio che strutturale, l'energia Cip6 è da qualificarsi come "energia passante", ossia energia non oggetto di negoziazione nella fase all'ingrosso, in quanto allocata dal Grtn con una specifica indicazione dei punti di destinazione. Questo significa, dal lato offerta, che l'operatore al quale sono state assegnate le bande non può utilizzarle come input per incidere sui volumi e sui prezzi formati nel mercato all'ingrosso; tale operatore acquisisce energia Cip6 dal Grtn, quindi, come operatore lato domanda, per destinarla direttamente al consumatore finale e quindi l'impatto di questa fonte, in termini di prezzi, non può che essere misurato sul mercato della vendita finale. Sul mercato all'ingrosso ogni operatore di mercato lato offerta opera "al netto" dell'energia Cip6 acquisita, nel senso che le sue strategie di produzione e di importazione, quindi di stipulazione di contratti (in borsa o fuori borsa), vengono poste in essere senza poter sostituire a tali fonti l'energia Cip6.

La modalità di assegnazione delle bande di energia Cip6 relativa all'anno 2004, attraverso meccanismi di tipo pro-quota, inoltre, esclude qualunque effetto, pur indiretto, in termini di incidenza di tale input nelle strategie di ripartizione delle fonti nel mercato all'ingrosso, quindi di eventuale uso strategico delle offerte in borsa al fine di mantenere alto il prezzo nel mercato finale date le vendite su quest'ultimo di energia passante Cip6.

Tale conclusione, valida nel 2004, anno in cui le bande di energia Cip6 erano state allocate secondo meccanismi pro quota, appare confermata ancor più per l'anno 2005, dato che la normativa prevede che l'energia Cip6 sia offerta dal Grtn sul MGP a prezzo zero.

L'attuale modalità di assegnazione delle bande di energia Cip6, attraverso meccanismi di tipo pro quota, inoltre, esclude qualunque effetto, pur indiretto, in termini di incidenza di tale input nelle strategie di ripartizione delle fonti nel mercato all'ingrosso, quindi di eventuale uso strategico delle offerte in borsa al fine di mantenere alto il prezzo nel mercato finale date le vendite su quest'ultimo di energia passante Cip6.

Alla luce di tali considerazioni appare corretto considerare l'energia Cip6 come input separato dalle importazioni e dalla produzione nazionale di energia elettrica, queste ultime da considerarsi quali uniche fonti strategiche nella formazione delle strategie commerciali nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. In un'ottica di medio periodo, invece, appare opportuno far sì che gli acquisti di energia Cip6 avvengano al prezzo di borsa.

L'energia di fonte Cip6 non verrà, quindi, considerata nella fase di definizione (e di calcolo dei relativi indici di struttura) del mercato all'ingrosso. Si tratta, tra l'altro, di una soluzione utilizzata anche dal Gme per l'attività di presentazione delle statistiche di borsa. In particolare (come si farà anche nel successivo §3.2.3), il Gme esclude l'energia Cip6 dal computo degli indici di concentrazione che calcola per le varie zone in cui si separa l'MGP, sulla base della considerazione che si tratta di energia che non è oggetto di alcuna possibile strategia né di quantità né di prezzo, dal momento che queste due grandezze (prezzo e quantità) sono stabilite dal contratto di cessione dell'energia Cip6 tra Grtn ed operatore grossista.

3.2.2 I Mercati geografici rilevanti[24]

I confini geografici del mercato all'ingrosso di energia elettrica non possono certamente estendersi oltre quelli nazionali.

Sebbene l'energia importata rappresenti una quota non trascurabile di quella necessaria al soddisfacimento della domanda interna (Cfr. figura 1.1), rileva, infatti, precisare quanto segue:

a) la quantità di energia elettrica importabile è limitata dalla capacità di trasporto sulle interconnessioni tra l'Italia e l'estero che è una risorsa scarsa quasi costantemente congestionata. Vi è, pertanto, un limite fisico alle importazioni dall'estero che non consente ai produttori esteri di operare liberamente in Italia e che esige che il regolatore disciplini le procedure di assegnazione della predetta capacità ai soggetti richiedenti la medesima;

b) il fatto che la rete di interconnessione sia quasi costantemente congestionata testimonia l'esistenza di un differenziale di prezzo strutturale tra l'energia elettrica prodotta in Italia e nei Paesi esportatori: il livello di capacità di trasporto sulla interconnessione non è dunque mai tale, date le dimensioni e le caratteristiche strutturali dei mercati esteri, da rendere omogenee le strategie di prezzo adottate in Italia e nei Paesi esportatori. Esattamente all'opposto, l'esistenza di congestioni fa sì che i prezzi esteri non svolgono nessun ruolo "calmieratore" dei prezzi nazionali, bensì risultano il veicolo per i titolari di bande di capacità di trasporto sulle interconnessioni per estrarre i profitti dati dal differenziale tra prezzi esteri di acquisto e prezzi di vendita all'ingrosso italiani.

Una volta definito come minimo nazionale l'ambito geografico rilevante relativo al mercato all'ingrosso dell'energia, il passo successivo è verificare se sia possibile identificare degli ambiti geografici rilevanti di dimensione inferiore.

Punto di partenza di tale analisi è ovviamente la suddivisione zonale utilizzata dal Gme ai fini dell'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto su MGP e MA (cfr. §2.2), che presenta una struttura cosiddetta "ad albero"[25] composta dalle seguenti zone geografiche: Nord – Centro Nord – Centro Sud – Sud – Calabria – Sicilia – Sardegna.

Come chiarito al §2.2, il processo di formazione dei prezzi di equilibrio nel MGP e nel MA, in presenza di flussi di energia elettrica tali da saturare i vincoli di capacità di trasmissione tra zone limitrofe, genera prezzi di vendita dell'energia elettrica differenti fra le varie zone di mercato[26](cd "prezzi zonali"), mentre rimane unico su tutto il territorio nazionale il prezzo di acquisto per la domanda (PUN).

Ciò significa che, in certe ore del giorno di specifici periodi dell'anno, l'evoluzione della domanda e le strategie dell'offerta possono determinare, dati i limiti di trasmissione che contraddistinguono la rete nazionale, una vera separazione tra zone all'interno del territorio nazionale. Separazione che trova una sua misurazione e quantificazione sia in termini di saturazione dei transiti sia in termini di differenziali di prezzo (cfr. §2.2, BOX 3).

I dati pubblicati dal Gme dimostrano che il fenomeno della separazione zonale del mercato dell'energia elettrica è assolutamente prevalente.

Nei primi sei mesi (aprile – settembre), l'Italia è stata un'unica zona di mercato (non è stato saturato alcun transito interzonale) per non oltre il 9% di ore in ciascun mese (mese di settembre). Nei primi quattro mesi, l'Italia è stata un'unica zona di mercato per non oltre l'1% di ore in ciascun

[24] Le analisi svolte in questo paragrafo tengono conto dell'assetto strutturale del settore a fine 2004. E' ovvio che ogni modifica, in particolare, nel grado di interconnessione tra zone del territorio che dovesse intervenire è idoneo a determinare una modifica dei risultati (e dell'ampiezza dei mercati geografici rilevanti).

[25] La suddivisione della rete rilevante in zone presenta una struttura ad albero quando, date due zone, esiste un solo percorso che le collega.

[26]Per zona di mercato si intende l'aggregato di zone geografiche e/o virtuali caratterizzato da uno stesso prezzo zonale dell'energia risultante dall'applicazione del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico. Le zone di mercato possono dunque coincidere con le zone geografiche o essere formate da aggregati di zone geografiche a seconda di quali transiti risultano saturati.

mese. Questi dati consentono di presumere che la dimensione geografica rilevante da considerare con riferimento al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sia sub-nazionale.

Nei primi sei mesi di operatività dei mercati dell'energia la separazione in zone ha avuto luogo in percentuali significative delle ore totali del mese. Da aprile a settembre 2004 le congestioni di rete hanno comportato in media una separazione del mercato in circa tre/quattro zone.[27]

Le suddette zone di mercato assumono tendenzialmente la seguente configurazione:

a) Nord e poli di produzione di Turbigo e di Monfalcone;

b) Resto del continente (sovente senza Calabria);

c) Sardegna;

d) Sicilia e polo di produzione di Priolo (sovente con Calabria).

Dal punto di vista dell'analisi antitrust, si deve pertanto approfondire se le varie zone geografiche (Nord, Centro Nord, Centro, Sud, Calabria, Sicilia, Sardegna) siano distinti mercati geografici rilevanti o se sia possibile, invece, procedere a qualche forma di aggregazione zonale che consenta di definire mercati geografici rilevanti di maggiore dimensione.

Come si è detto nel precedente §3.1, in luogo di una applicazione del test standard SSNIP, al fine di identificare la dimensione geografica rilevante del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, si farà ricorso ad un test che incorpora il concetto di "domanda residuale". Per domanda residuale di un operatore in una data zona si intende la domanda di energia elettrica di quella zona al netto della quota di domanda servibile dagli altri operatori localizzati nella zona (in base alla capacità produttiva dei medesimi) e dalla capacità di importazione da altre zone.

Estremizzando una condizione che si osserva sul mercato elettrico, ossia quella di bassa elasticità della domanda al prezzo, si ipotizzi una domanda zonale di energia perfettamente anelastica. In tale contesto, qualsiasi incremento di prezzo dell'energia elettrica posto in essere da un ipotetico monopolista zonale causa perdite di quote di mercato al medesimo solo per effetto delle importazioni provenienti dalle zone limitrofe cui la sua zona è interconnessa.

Il test per l'individuazione dei mercati geografici rilevanti si sostanzia nel valutare l'incidenza delle importazioni massime potenziali da zone limitrofe nazionali rispetto alla domanda di energia elettrica di ciascuna zona. Per domanda di energia elettrica della zona (ovvero per fabbisogno zonale) si intende la domanda totale di tutti i punti di prelievo localizzati nella zona in oggetto al netto della capacità di importazione da zone estere con le quali la medesima zona è interconnessa. Per importazioni massime potenziali in una zona si intendono i flussi di energia elettrica che si registrerebbero se si utilizzasse la massima capacità di transito in importazione da zone nazionali confinanti. Posto, infatti, che il mercato geografico non può avere dimensioni sopranazionali si è proceduto in tal modo a valutare il massimo confine competitivo tra aree all'interno del territorio nazionale.

Il test per l'individuazione dei mercati geografici rilevanti consiste, dunque, nel calcolare, per ogni zona e per ogni ora nel periodo 1° aprile 2004 – 30 settembre 2004 (183 giorni, pari a 26 settimane più un giovedì, divisi in 131 giorni lavorativi e 52 giorni non lavorativi), il seguente valore:

$$DR_{z,h} = D_{z,h} - \mathrm{Im}\, p_{\max,h}$$

Ove:

a) $DR_{z,h}$ è la domanda residuale attribuibile all'ipotetico monopolista nella zona z e nell'ora h;

b) $D_{z,h}$ è la domanda di energia elettrica della zona z nell'ora h (come già specificato al netto della capacità di importazione da zone estere con le quali la zona z è interconnessa);

[27] SI veda, in particolare la tabella 6, pagina 24 del "Rapporto mensile sulle contrattazione" Ottobre 2004 edito dal Gme, scaricabile dal sito www.mercatoelettrico.org. In particolare, nel Rapporto è indicato che ad aprile il mercato si è mediamente diviso in 3,1 zone, a maggio in 3,5, a giugno in 3,6, a luglio in 3,4, ad agosto in 2,8, a settembre in 2,6 ad ottobre in 2,8

c) $Imp_{max,h}$ sono le importazioni massime potenziale nella zona z e nell'ora h provenienti da zone nazionali confinanti a quella in esame.

Se $DR_{z,h}$ risulta positivo significa che le importazioni potenziali da zone nazionali limitrofe in quella data zona z ed in quella data ora h non spiazzano completamente l'ipotetico monopolista zonale che, dunque, ha l'opportunità di esercitare il proprio potere di mercato sulla predetta domanda residuale.

Il primo passaggio, finalizzato alla analisi della positività della domanda residuale dell'ipotetico monopolista, è stato così condotto.

Per ciascuna zona geografica (Nord – Centro Nord – Centro Sud – Sud – Calabria – Sicilia – Sardegna) si è proceduto a calcolare, per ciascuna delle 24 ore dei giorni lavorativi e per ciascuna delle 24 ore dei giorni del weekend, la percentuale di ore del periodo di riferimento (131 giorni lavorativi e 52 giorni del weekend) in cui la domanda residuale è risultata positiva (tavola 3.1).

TAV. 3.1

Percentuale di ore lavorative o dei weekend con domanda residuale zonale positiva

ORE	NORD	CNORD	CSUD	SUD	CALB	SICI	SARD
lavorative	100%	24%	0%	2%	0%	95%	100%
weekend	100%	2%	0%	0%	0%	94%	100%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

In base ai risultati sintetizzati nella tavola 3.1 , il Nord, la Sicilia e la Sardegna appaiono mercati rilevanti a sé stanti rispetto al resto del continente in quanto aventi sempre una domanda residuale positiva (vedi tavola 3.1):

a) per una percentuale media tra il 95% delle ore per la Sicilia e il 100% delle ore per il Nord e la Sardegna, con riferimento ai giorni lavorativi del periodo in esame;

b) per una percentuale media tra il 94% delle ore per la Sicilia e il 100% delle ore per il Nord e la Sardegna, con riferimento ai giorni del weekend del periodo in esame.

Nelle restanti zone, la domanda residua è positiva per una percentuale di ore molto bassa compresa tra 0% (per le zone Centro Sud e Calabria) e 24% (per la zona Centro Nord). Peraltro, il valore $\frac{DRz,h}{Dz,h}$, cioè il peso della domanda residua zonale nelle predette zone nelle 24 ore (tavola 3.2), è sempre negativo e si attesta, nei giorni lavorativi, tra un minimo del –69% (per la zona Calabria) e un massimo del –23% (per la zona Centro Nord).

Viceversa, relativamente alle zone Nord, Sicilia e Sardegna il valore medio giornaliero di $\frac{DRz,h}{Dz,h}$ nei giorni lavorativi è positivo e compreso fra il 50% e il 100% (cfr. tavola 3.2).

TAV. 3.2

Incidenza della domanda residuale zonale sul fabbisogno zonale nelle ore lavorative e dei weekend

ORE	NORD	CNORD	CSUD	SUD	CALB	SICI	SARD
lavorative	76%	-23%	-48%	-31%	-69%	49%	100%
weekend	58%	-66%	-85%	-45%	-82%	43%	100%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

L'analisi sino ad ora condotta consente, quindi, di sostenere che Nord, Sicilia e Sardegna possono certamente definirsi come tre distinti mercati geografici rilevanti. Relativamente alle restanti aree geografiche è invece necessario procedere ad una aggregazione.

Il secondo step è stato, quindi, quello di aggregare le restanti zone geografiche. Il test per l'individuazione dei mercati geografici rilevanti impone di aggregare in un'unica macrozona tutte le zone confinanti con domanda residuale negativa nella maggioranza delle ore del periodo di riferimento. Non è infatti possibile consentire l'aggregazione di sottoinsiemi di zone, in quanto si potrebbero ottenere configurazioni differenti in funzione del punto di partenza del processo di aggregazione (da nord verso sud piuttosto che da sud verso nord).

Si è dunque proceduto ad aggregare in una sola macro-area geografica qualificabile come mercato rilevante a sé stante le zone Centro Nord, Centro Sud e Sud. Tale macro-area è stata denominata Macrosud.

La zona Calabria, non essendo contigua per via della frapposizione del polo di Rossano, ed essendo di fatto un carico (è un'area senza produzione locale) servito dalla Sicilia, è stata invece aggregata alla Sicilia dando vita alla macro-area denominata Macrosicilia (Sicilia, Priolo, Calabria).

Peraltro, osservando le tavole 3.3 e 3.4 si può concludere che le macrozone Nord, Macrosud, Macrosicilia e Sardegna costituiscono mercati geografici distinti sia per la percentuale di ore con domanda residuale positiva che per la sua incidenza sulla domanda zonale.

TAV.3.3

Percentuale di ore lavorative o dei weekend con domanda residuale positiva nella macrozona

Ore	NORD	MACROSUD	MACROSICILIA	SARDEGNA
lavorative	100,0%	99,8%	100,0%	100,0%
weekend	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

TAV.3.4

Incidenza della domanda residuale della macrozona sul fabbisogno della macrozona nelle ore lavorative e dei weekend

ORE	NORD	MACROSUD	MACROSICILIA	SARDEGNA
lavorative	76%	48%	60%	100%
weekend	58%	41%	55%	100%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

La struttura dei mercati geografici rilevanti

In questo paragrafo si fornisce una descrizione della struttura dei mercati all'ingrosso di energia appena definiti, in termini di quote di mercato dei partecipanti e di andamento dell'indice di Herfhindal-Hirschamnn (HHI)[28]. Le quote di mercato sono state calcolate sia sulla base delle offerte accettate che sulla base di quelle presentate sul MGP, nel periodo 1 aprile 2004- 31 ottobre 2004[29]. Le offerte sono state organizzate secondo le quattro macrozone individuate: Nord, Macrosud, Macrosicilia, Sardegna. Le offerte presentate o accettate includono anche le offerte cd assimilate relative a contratti bilaterali. Le quote calcolate non tengono conto della cd energia Cip6[30]. Il dato sulle offerte accettate rappresenta l'effettiva contribuzione del produttore alla

[28] L'indice HHI si ottiene sommando i quadrati delle quote di mercato delle imprese partecipanti e puo assumere valori compresi tra 0 e 10000 (caso di monopolio).

[29] I dati sono stati forniti dal Gme.

[30] Al riguardo si rimanda a quanto riportato prima al §3.2.1. Anche il Gme esclude l'energia Cip6 dal computo degli indici di concentrazione che calcola per le varie zone in cui si separa l'MGP sulla base della considerazione che si tratta di energia che non è oggetto di alcuna possibile strategia né di quantità né di prezzo, dal momento che queste due grandezze (prezzo e quantità) sono stabilite dal contratto di cessione dell'energia Cip6 tra Grtn ed operatore grossista.

copertura del totale dell'energia negoziata sul MGP, mentre quelle presentate configurano una sorta di contributo "potenziale" dell'operatore.

Nord

La tavola 3.5 raggruppa le quote di mercato mensili per le offerte accettate sul MGP relative alla macrozona Nord. ENEL è nettamente il primo operatore, seguito da EDIPOWER, ENDESA e ENIPOWER. Gli indici CR2 e CR4 presentano valori molto elevati[31].

TAV. 3.5

Quote di mercato mensili Macrozona Nord – offerte accettate -
(quote comprensive delle quantità relative ai poli di Turbigo e Monfalcone)

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
ENEL	45,8%	38,7%	33,2%	35,4%	44,4%	39,9%
Edipower	24,4%	30,0%	32,9%	27,0%	23,9%	28,1%
Endesa	12,8%	13,2%	13,4%	13,7%	12,5%	13,9%
Enipower	8,4%	7,3%	8,4%	10,6%	8,6%	7,6%
Tirreno Power	4,3%	4,0%	3,7%	3,3%	1,5%	2,5%
ASM Brescia	0,6%	0,6%	1,0%	2,5%	2,5%	2,7%
Idroenergia	0,8%	2,7%	3,7%	3,4%	3,2%	2,1%
Altri	2,6%	3,1%	3,3%	3,5%	3,2%	3,0%
CR2	70,2%	68,7%	66,2%	62,4%	68,3%	68,0%
CR4	91,4%	89,2%	87,9%	86,8%	89,3%	89,6%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

La figura 3.1 mostra l'andamento dell'indice HHI nel Nord nelle ore del periodo di riferimento. L'indice raggiunge un massimo di poco inferiore ai 5000 e un minimo di 1700. Inoltre, nel 50% delle ore del campione l'indice HHI_{Nord} è risultato superiore a 2600[32].

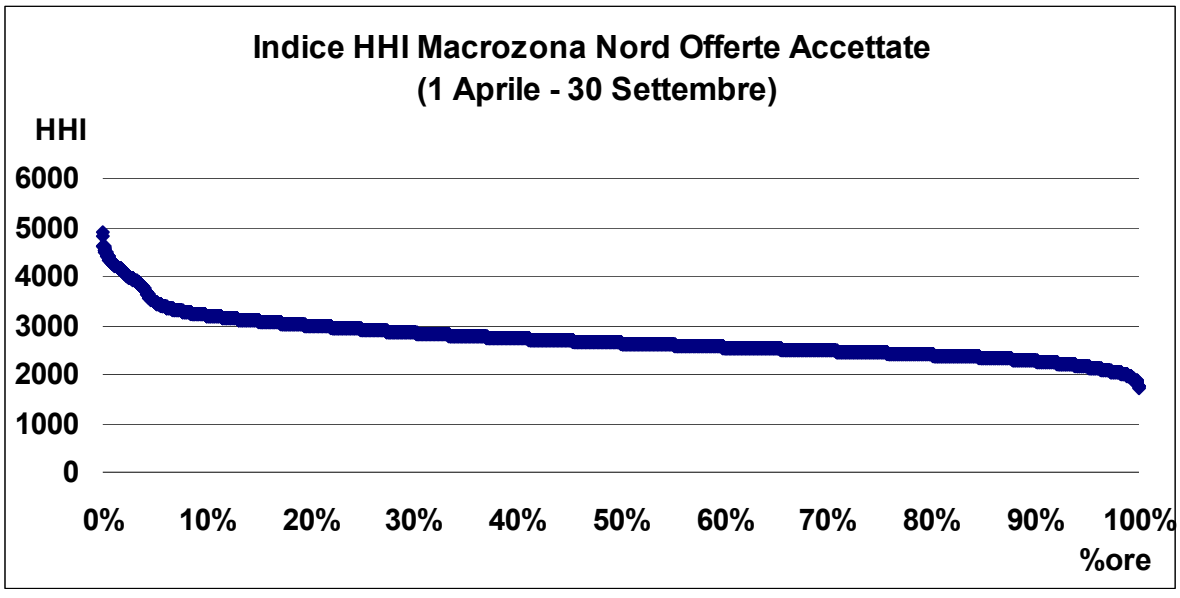


FIG. 3.1
Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

[31] Gli indici CR2 e CR4 si ottengono sommando, rispettivamente, le quote dei due e dei quattro maggiori operatori.

[32] SI ricorda che HHI varia tra 0 e 10000 (caso di monopolio). Sia le "*Horizontal merger guidalines*" del Department of Justice americano sia gli "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali" della Commissione Europea individuano mercati concentrati quando HHI assume valori superiori a 1800.

La tavola 3.6 riporta i dati relativi sempre alla macrozona Nord delle quote mensili relative alle offerte presentate sul MGP: in questo caso le quote di ENEL rispetto a EDIPOWER e ENDESA risultano maggiori di quelle relative alle offerte accettate.

TAV. 3.6

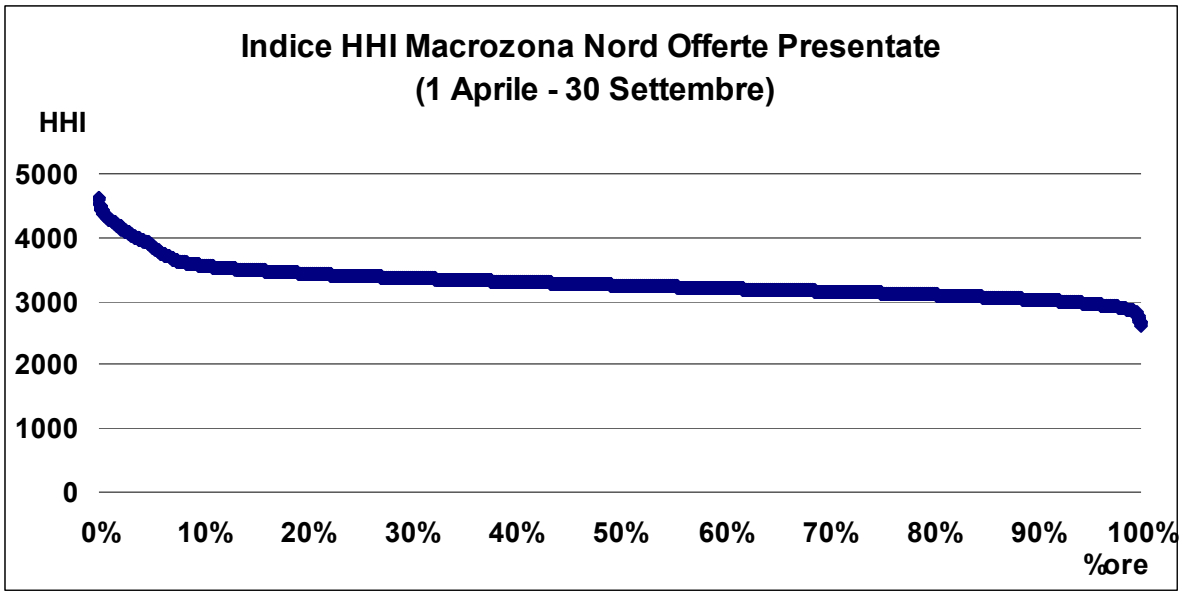
Quote di mercato mensili Macrozona Nord – offerte presentate -
(quote comprensive delle quantità relative ai poli di Turbigo e Monfalcone)

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
ENEL	49,7%	49,9%	49,5%	49,7%	54,1%	50,6%
Edipower	20,3%	22,9%	24,0%	20,3%	18,1%	22,5%
Endesa	16,4%	14,0%	12,2%	12,9%	13,8%	13,2%
Enipower	6,5%	5,3%	5,7%	7,4%	6,1%	5,6%
Tirreno Power	3,3%	2,9%	2,5%	2,3%	1,1%	1,8%
ASM Brescia	0,6%	0,6%	1,0%	2,5%	2,5%	2,7%
Idroenergia	0,6%	1,9%	2,5%	2,4%	2,3%	1,5%
Altri	2,5%	2,7%	2,8%	3,0%	2,7%	2,7%
CR2	70,1%	72,7%	73,5%	70,0%	72,2%	73,1%
CR4	92,9%	92,0%	91,3%	90,4%	92,1%	91,9%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

Nella figura 3.2 l'indice HHI relativo alle offerte presentate nella macrozona Nord indica un valore massimo inferiore rispetto a quello relativo alle offerte accettate, ma in media mostra una maggiore concentrazione (l'indice HHI_{Nord} è superiore a 3200 per il 50% delle ore) il che conferma quanto emerso dalle tabelle precedenti riguardo ad una riduzione delle quote del leader a favore dei concorrenti passando da quantità offerte a quelle accettate.

FIG 3.2



Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

MacroSud

La tavola 3.7 contiene i dati relativi alle quote di mercato mensili nel Macrosud. Rispetto al Nord si nota un peso di ENEL molto più pronunciato (mai inferiore al 81,4% su base mensile e superiore al secondo operatore di circa 15 volte) e valori di CR2 e CR4 più elevati.

TAV. 3.7

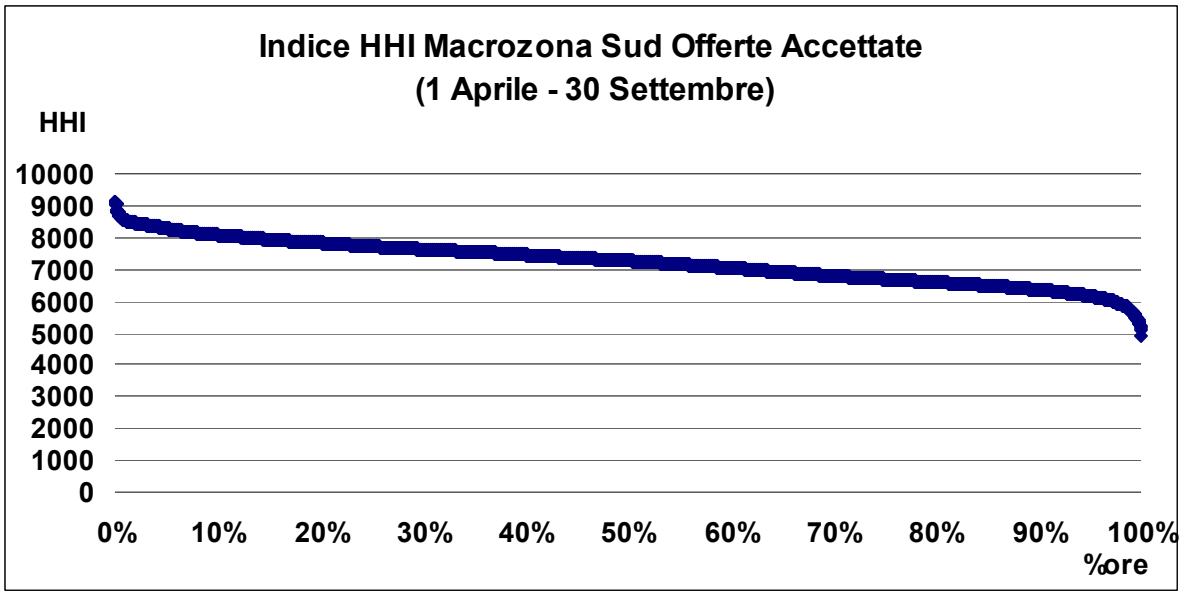
Quote di mercato mensili Macrozona Sud – offerte accettate -
(quote comprensive delle quantità relative ai poli di Piombino, Brindisi e Rossano)

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
ENEL	81,4%	82,0%	83,1%	85,9%	87,5%	86,1%
Edipower	5,4%	6,2%	6,0%	5,4%	5,6%	5,9%
Endesa	5,6%	5,9%	4,0%	3,1%	2,2%	2,6%
Tirreno Power	3,9%	2,5%	3,7%	3,2%	3,6%	3,7%
Acea Electrabel	2,5%	2,3%	2,5%	1,9%	0,5%	0,8%
Enipower	0,6%	0,7%	0,6%	0,3%	0,6%	0,6%
Altri	0,6%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,4%
CR2	86,7%	88,2%	89,1%	91,4%	93,1%	91,9%
CR4	96,2%	96,7%	96,7%	97,7%	98,8%	98,2%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

La figura 3.3 mostra l'andamento dell'indice HHI per la macrozona Macrosud. L'indice assume valore massimo superiore a 9100 e valore minimo di poco inferiore ai 4900. Nel 50% delle ore del periodo di riferimento HHI_{Msud} è superiore a circa 7300.

FIG 3.3



Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

Nella tavola 3.8 sono riportate le quote mensili sulle offerte presentate sul MGP relative al Macrosud. Anche in questo caso si può leggere come nel passaggio dalle offerte presentate a quelle accettate vi sia una leggera ridistribuzione tra ENEL e gli altri due maggiori concorrenti, EDIPOWER e ENDESA, a favore di quest'ultimi. Nuovamente si conferma il rilevante peso di ENEL in questa Macrozona.

TAV. 3.8

Quote di mercato mensili Macrozona Sud – offerte presentate -

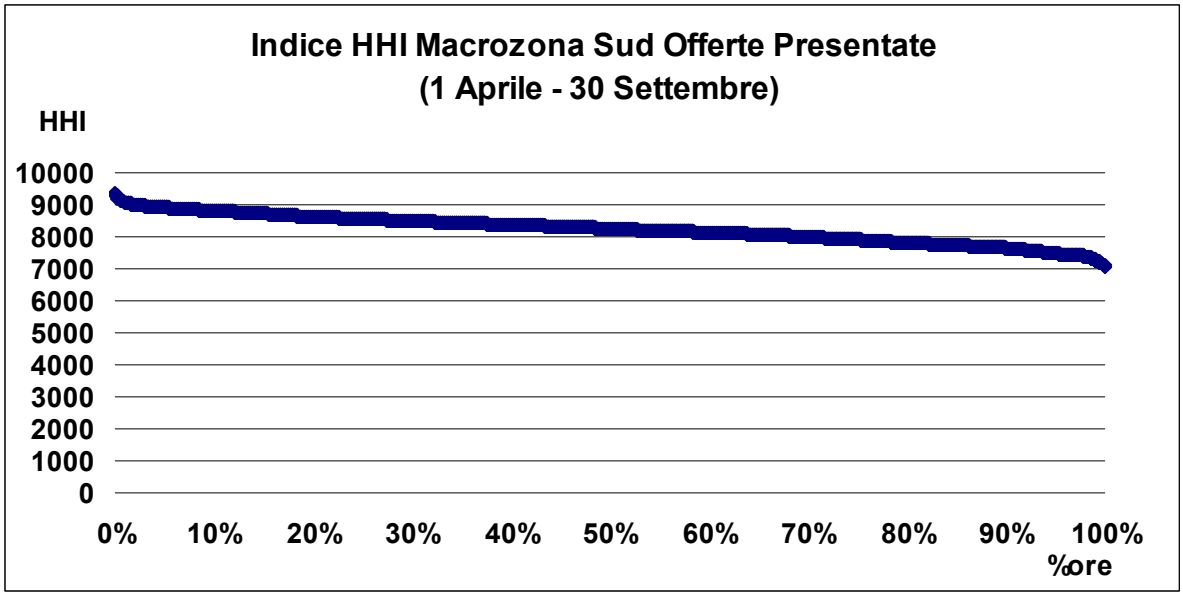
(quote comprensive delle quantità relative ai poli di Piombino, Brindisi e Rossano)

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
ENEL	88,8%	89,6%	90,6%	90,7%	92,1%	91,1%
Edipower	2,9%	3,4%	3,0%	3,3%	3,1%	3,3%
Endesa	3,1%	3,1%	2,0%	1,9%	1,2%	1,4%
Tirreno Power	2,6%	1,7%	2,2%	2,3%	2,4%	2,6%
Acea Electrabel	1,9%	1,7%	1,8%	1,6%	0,8%	1,0%
Enipower	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	0,4%
Altri	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%
CR2	91,9%	92,7%	92,6%	92,6%	93,4%	92,5%
CR4	95,2%	96,5%	95,9%	96,0%	96,8%	96,2%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

La figura 3.4 mostra che anche nel Macrosud a fronte di un valore massimo dell'indice identico fra quantità accettate e offerte per quest'ultime la concentrazione risulta superiore (l'indice HHI_{Msud} è superiore a 8200 per il 50% delle ore).

FIG. 3.4



Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

Macrosicilia

La tavola 3.9 contiene le quote di mercato relative alla Macrosicilia. Due operatori (ENEL e EDIPOWER) hanno coperto una percentuale mai inferiore al 90% dell'offerta totale della macrozona (CR2). Inoltre, la variabilità che si osserva nell'evoluzione delle quote di mercato tra i primi due operatori risulta verificarsi a fronte di una sostanziale stabilità del grado di concentrazione (CR2), stabilmente superiore al 93% tra l'aprile e l'ottobre 2004.

TAV. 3.9

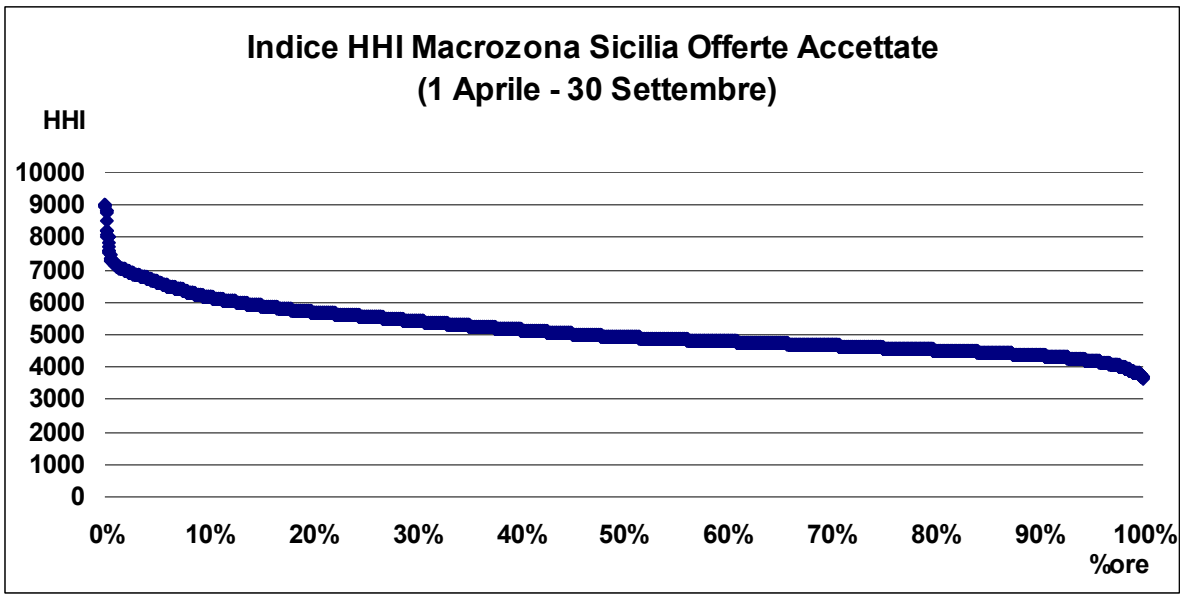
Quote di mercato mensili Macrozona Sicilia – offerte accettate -
(quote comprensive delle quantità relative al polo di Priolo)

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
Edipower	39,4%	39,9%	34,5%	28,7%	23,5%	33,6%
ENEL	53,7%	55,0%	59,5%	68,0%	73,1%	60,2%
Altri	6,9%	5,1%	6,1%	3,3%	3,4%	6,2%
CR2	93,1%	94,9%	93,9%	96,7%	96,6%	93,8%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

La figura 3.5 mostra l'andamento di HHI per la Macrosicilia. Nel periodo di riferimento HHI_{Msic} raggiunge un massimo pari a 9000 ed un minimo di 3600. Nel 50% delle ore del periodo considerato HHI_{Msic} non è mai inferiore a 4900.

FIG 3.5



Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

La tavola 3.10 indica anche per la Macrosicilia il medesimo effetto delle tabelle precedenti nel passaggio da quantità offerte a quelle accettate.

TAV. 3.10

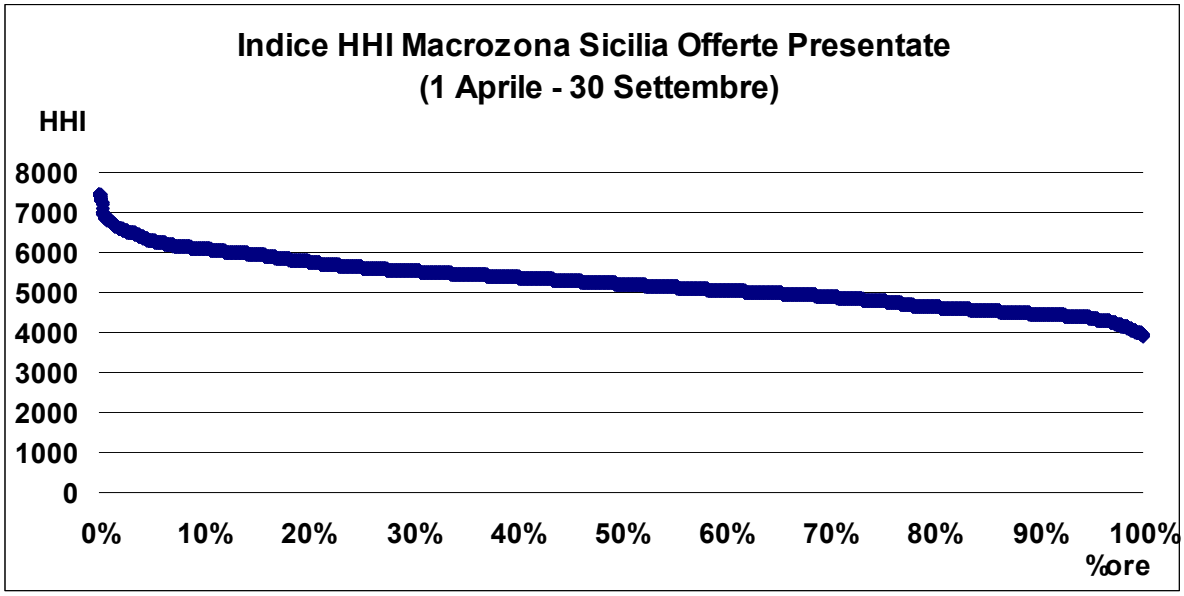
Quote di mercato mensili Macrozona Sicilia – offerte presentate -
(quote comprensive delle quantità relative al polo di Priolo)

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
Edipower	30,8%	27,4%	24,9%	23,5%	19,4%	27,2%
ENEL	58,7%	63,5%	66,8%	69,2%	74,3%	68,3%
Altri	10,5%	9,1%	8,3%	7,2%	6,3%	4,4%
CR2	89,5%	90,9%	91,7%	92,8%	93,7%	95,6%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

La figura 3.6 mostra un andamento dell'HHI della macrozona Sicilia simile a quello delle offerte accettate. Tuttavia anche in questo caso l'indice di concentrazione presenta un maggior valore a parità di percentuale di ore considerate (nel 50% delle ore l'HHI non scende mai sotto la soglia di 5200).

FIG 3.6



Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

Sardegna

La tavola 3.11 contiene le quote di mercato relative alla Sardegna. Si nota la presenza di due operatori (ENEL e ENDESA) che da soli offrono mai meno del 95% del totale.

TAV. 3.11

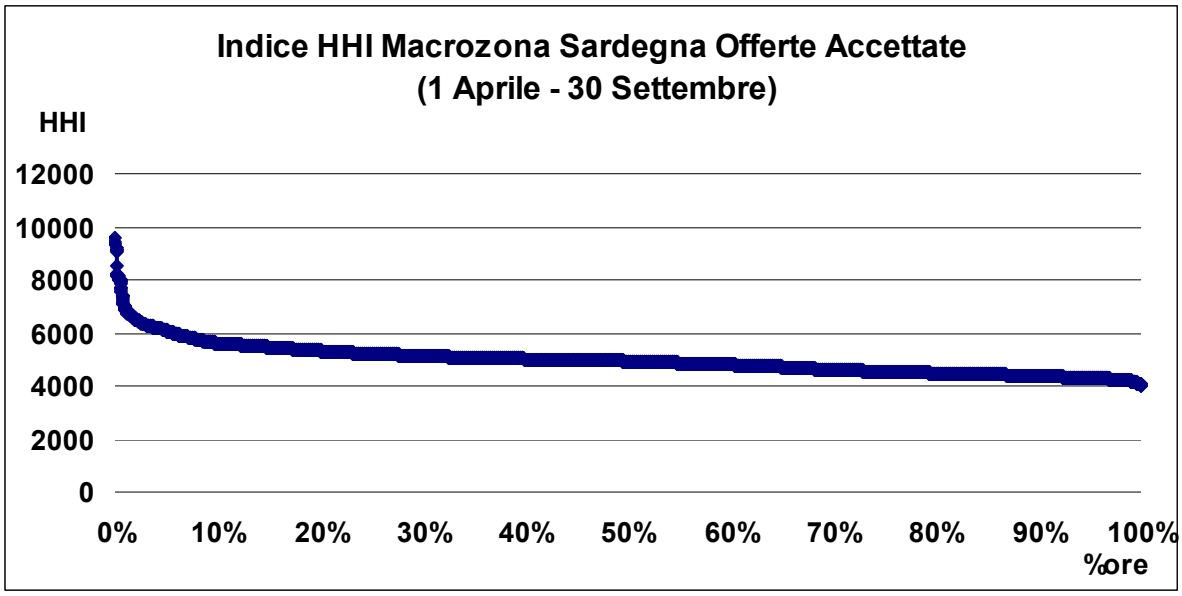
Quote di mercato mensili Macrozona Sardegna - offerte accettate -

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
Endesa	57,5%	54,2%	54,0%	50,1%	42,8%	40,8%
ENEL	38,3%	42,1%	41,6%	45,5%	55,4%	54,4%
AES Ottana Energia	4,1%	3,7%	4,4%	4,2%	1,7%	4,7%
Altri	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,1%
CR2	95,9%	96,3%	95,6%	95,6%	98,2%	95,2%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

La figura 3.7 rappresenta l'indice HHI riferito al mercato sardo. HHI_{sard} assume un valore massimo di 9570 ed un valore minimo di circa 4000. Nel 50% delle ore del periodo di riferimento HHI_{sard} è di poco inferiore a 4950.

FIG. 3.7



Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

Anche dalla tavola 3.12 si può evincere il miglioramento delle quote di ENDESA nel passaggio da quantità offerte a quelle accettate, nonostante rispetto altri casi i rapporti di forza siano invertiti con ENEL non più leader delle quote di mercato.

TAV. 3.12

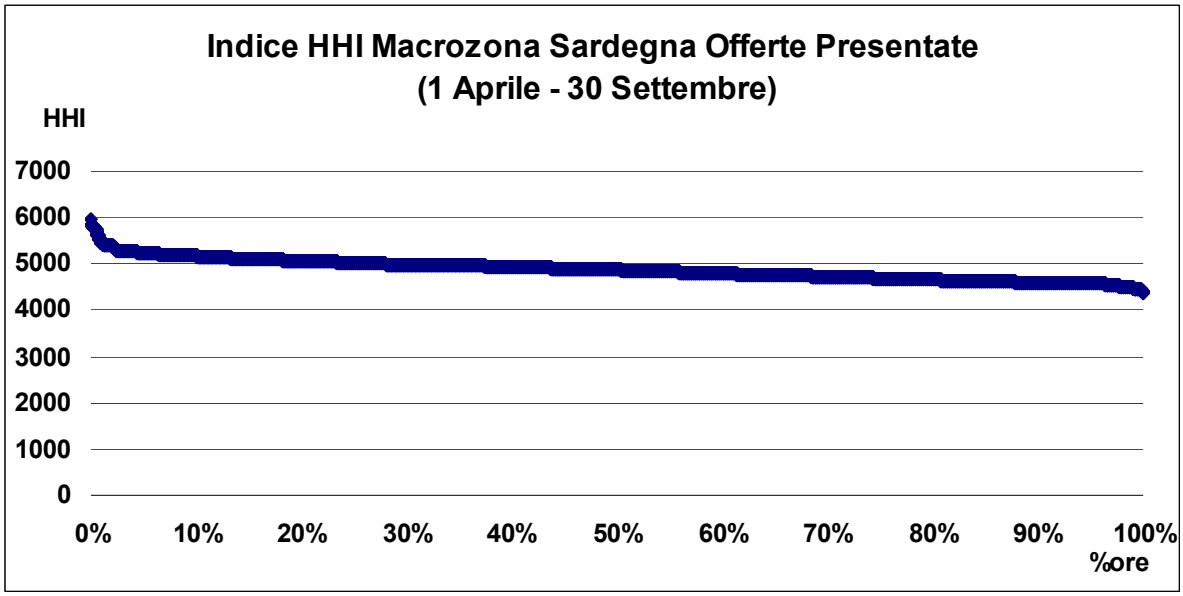
Quote di mercato mensili Macrozona Sardegna - offerte presentate -

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
Endesa	51,0%	53,7%	59,0%	58,6%	57,7%	51,5%
ENEL	46,2%	43,4%	37,2%	37,7%	40,5%	44,4%
AES Ottana Energia	2,9%	2,9%	3,8%	3,6%	1,7%	4,0%
Altri	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%
CR2	97,1%	97,1%	96,2%	96,3%	98,2%	96,0%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

La figura 3.8 relative all'HHI della Macrozona Sardegna per le offerte presentate segnala un livello di concentrazione non tra i più elevati ma in media tra i più persistenti su livelli significativi; infatti l' HHI_{sard} non va mai al di sotto dei 4000 punti e mostra un andamento molto piatto. A differenza degli altri casi qui l'HHI relativo alle offerte presentate ha un andamento medio simile a quello delle offerte accettate (nel 50% delle ore l'HHI è superiore a 4800).

FIG. 3.8



Fonte: elaborazioni AEEG su dati Gme

Considerazioni generali

I mercati geografici rilevanti della vendita all'ingrosso di energia elettrica si presentano come estremamente concentrati. Anche il mercato Nord, sebbene presenti un certo pluralismo di offerta deve considerarsi come affetto da un livello di concentrazione assai elevato (HHI superiore a 2700 nel 50% delle ore del campione). Gli altri mercati presentano livelli di concentrazione "patologici", che a volte individuano situazioni di quasi monopolio (HHI in alcune ore prossimo a 10000). ENEL nel Macrosud è di gran lunga l'operatore dominante, mentre nella Macrosicilia e nella Sardegna anche EDIPOWER ed ENDESA hanno un ruolo rilevante. Nel successivo paragrafo si valuterà se le rilevanti quote di mercato di taluni operatori conferiscono ai medesimi il potere di fissare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in uno o più mercati geografici rilevanti.

3.2.3 Analisi del potere di mercato unilaterale

L'individuazione degli operatori "pivotali" nei mercati rilevanti individuati

L'analisi condotta ai §§ 3.2.1 e 3.2.2 è strettamente funzionale all'individuazione dell'esistenza di potere di mercato unilaterale nei vari mercati geografici rilevanti.

A tal fine è stata condotta un'analisi sulla indispensabilità di ciascuno dei principali operatori di mercato ai fini della copertura del fabbisogno in ciascuna delle macrozone identificate come mercati geografici rilevanti e, dunque, sulla loro relativa capacità di fissare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei suddetti mercati.

L'analisi fa perno sul calcolo del numero di ore in cui un operatore di mercato è pivotale, ossia indispensabile al soddisfacimento della domanda locale. Tale indispensabilità è testimoniata da una domanda residuale maggiore di zero per il singolo operatore di mercato[33].

Ai fini della presente analisi per domanda residuale dell'iesimo operatore di mercato nella macrozona mz e nell'ora h si intende la differenza fra la domanda di energia elettrica della macrozona mz nell'ora h (dedotta la capacità di importazione nell'ora h da zone estere con cui la macrozona mz è interconnessa) e la capacità produttiva degli altri operatori di mercato nella macrozona mz e nell'ora h. Formalmente:

$$DR_{mz,h,i} = D_{mz,h} - \sum_{j \neq i} K_{mz,h,j}$$

Ove:

a) $DR_{mz,h,i}$ è la domanda residuale dell'operatore di mercato i, nella macrozona mz, nell'ora h;

b) $D_{mz,h}$ è la domanda di energia elettrica della macrozona z nell'ora h (al netto della capacità di importazione nell'ora h da zone estere con cui la macrozona z è interconnessa);

c) $\sum_{j \neq i} K_{mz,h,j}$ è la capacità produttiva complessiva degli operatori di mercato diversi da i nella macrozona mz e nell'ora h.

Allo scopo di facilitare la valutazione della pivotalità dei singoli operatori sui mercati geografici rilevanti individuati è opportuno suddividere l'analisi in alcuni casi distinti.

Sotto questo profilo appare opportuno iniziare dai casi più facilmente inquadrabili come indicatori dell'esistenza di potere di mercato, per poi introdurre i casi di più difficile interpretazione.

Il primo caso qualifica le situazioni in cui un operatore deterrebbe potere di mercato quand'anche l'intera capacità di transito fosse utilizzata in importazione dalle zone confinanti: la sua domanda residuale rimane positiva anche quando nettata delle importazioni massime potenziali.

Le ore che rientrano in tale caso sono quelle in cui risulta soddisfatta la seguente condizione:

$$DR_{mz,h,i} - IMP_{mz,h}^{max} > 0$$

ove

[33] L'analisi di pivotalità è molto nota nella letteratura economica sul potere di mercato nel settore elettrico, nonché usata dagli Independent System Operator (ISO) statunitensi ai fini del monitoraggio *ex ante* dei rispettivi mercati elettrici. Si vedano, ad esempio, i lavori di BUSNELL, KNITTEL, WOLAK.

$IMP^{max}_{mz,h}$ è la capacità massima di importazione nell'ora h da altre macrozone nazionali direttamente interconnesse con la macrozona mz.

Nelle ore in cui la domanda residuale dell'operatore i-esimo è positiva nonostante l'intera capacità di transito con altre macrozone risulti utilizzata in importazione, l'operatore stesso è "assolutamente indispensabile" a servire la domanda residuale nel mercato geografico considerato e, pertanto, determinante nel fissare il prezzo di mercato in quella macrozona.

Il secondo caso qualifica le situazioni in cui l'operatore non deterrebbe alcun potere di mercato neppure se l'intera capacità di transito fosse utilizzata per esportare verso le altre macrozone: la sua domanda residuale rimane negativa anche quando aumentata delle esportazioni massime potenziali.

L'operatore non dispone perciò di potere di mercato neppure considerando più mercati congiuntamente tenendo conto dei vincoli di transito.

Le ore che rientrano in tale caso sono quelle in cui risulta soddisfatta la seguente condizione:

$$DR_{mz,h,i} + EXP^{max}_{mz,h} < 0$$

ove

$EXP^{max}_{mz,h}$ è la capacità massima di esportazione nell'ora h verso altre macrozone nazionali interconnesse con la macrozona mz.

Nelle ore in cui la domanda residuale dell'operatore i-esimo aumentata dell'intera capacità di transito in esportazione verso altre macrozone è negativa, l'operatore è "non indispensabile" nella macrozona e, certamente, non dotato di alcuna capacità di fissare il prezzo nella macrozona.

I due casi restanti abbracciano le situazioni intermedie rispetto alle precedenti, in cui l'operatore, pur non essendo assolutamente indispensabile su ciascun mercato considerato separatamente, può disporre di potere di mercato in virtù della propria posizione su più macrozone geografiche.

Il terzo caso si ha quando l'operatore di mercato diviene pivotale nel soddisfare la domanda della macrozona e, dunque, nella formazione del prezzo solo se la capacità di importazione da altri mercati rilevanti limitrofi non è utilizzata, in tutto o in parte.

Le ore che rientrano in tale fattispecie sono quelle in cui risulta soddisfatta la seguente condizione:

$$DR_{mz,h,i} > 0 \quad e \quad DR_{mz,h,i} - IMP^{max}_{mz,h} < 0$$

Nelle ore in cui la suddetta condizione è soddisfatta, l'operatore detiene una "*potenzialità attiva*" che si può tradurre in un esercizio di potere di mercato a seconda che si verifichino determinate condizioni in altre macrozone confinanti con quella in esame.

Il quarto caso si ha, invece, quando l'operatore diviene pivotale nel soddisfare la domanda della macrozona e, dunque, nella formazione del prezzo solo se viene utilizzata, in tutto o in parte, la capacità di esportazione verso altri mercati rilevanti limitrofi.

Le ore che rientrano in tale caso sono quelle in cui risulta soddisfatta la seguente condizione:

$$DR_{mz,h,i} < 0 \quad e \quad DR_{mz,h,i} + EXP^{max}_{mz,h} > 0$$

Nelle ore in cui la suddetta condizione è soddisfatta, l'operatore detiene una "*potenzialità passiva*" che si può tradurre in un esercizio di potere di mercato a seconda che si verifichino determinate condizioni in altre macrozone confinanti con quella in esame.

Nelle due situazioni appena descritte (ore di *potenzialità attiva e potenzialità passiva*), l'analisi della sussistenza di potere di mercato unilaterale deve essere condotta esaminando congiuntamente la posizione dell'operatore sui vari mercati rilevanti.

Infatti, posto che la potenzialità attiva e quella passiva consentono all'operatore di diventare essenziale nel soddisfare la domanda della zona, quindi di essere *pivotale* nel fissare il prezzo, solo se la capacità di transito è utilizzata in una determinata direzione e per determinati volumi, lo studio dell'esercizio del potere di mercato richiede l'analisi del ruolo che l'operatore esercita nel determinare tali flussi tra zone. Detto altrimenti, occorre comprendere se l'operatore diventa indispensabile – secondo la definizione di potenzialità attiva o passiva - grazie al fatto che egli formula offerte di energia in una zona in modo da impiegare la capacità di transito secondo la direzione e nell'ammontare che lo rende indispensabile in un altro mercato geografico.

L'uso strategico del potere di mercato detenuto da un operatore in una macrozona, al fine di divenire pivotale in un'altra, può essere però possibile solo disponendo di una struttura e di una ubicazione del parco generazione articolata su più mercati geografici. Nel capitolo 1 si è visto che questa condizione è soddisfatta in particolare da ENEL.I dati di sintesi contenuti nelle tabelle 13, 14, 15 e 16, relativi al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, evidenziano alcuni elementi strutturali di grande rilievo. ENEL è stata *assolutamente indispensabile* per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso:

a) nel 100% delle ore nel mercato rilevante Macrosud;

b) nel 44% delle ore nel mercato rilevante Nord;

c) nel 29% delle ore nel mercato rilevante Sardegna;

d) nel 24% delle ore nel mercato rilevante MacroSicilia;

e) ENDESA è stata *assolutamente indispensabile* per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 67% delle ore in Sardegna;

f) EDIPOWER è stata *assolutamente indispensabile* per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 19% delle ore nella Macrosicilia;

g) La capacità dei concorrenti di ENEL di determinare il prezzo all'ingrosso nei mercati rilevanti Nord e Macrosud è stata nulla.

TAV. 13

Test di indispensabilità nel mercato rilevante Nord (% di ore nel periodo aprile – settembre 2004).

	Assolutamente indispensabile	*Non indispensabile*	*Potenzialità attiva*	*Potenzialità passiva*
ENEL	44%	5%	33%	18%
EDIPOWER	0%	77%	3%	20%
ENDESA	0%	78%	3%	19%
TIRRENO POWER	0%	89%	1%	10%

Fonte: elaborazioni su dati Grtn

TAV. 14

Test di indispensabilità nel mercato rilevante Macrosud (% di ore nel periodo aprile – settembre 2004).

	Assolutamente indispensabile	*Non indispensabile*	*Potenzialità attiva*	*Potenzialità passiva*
ENEL	100%	0%	0%	0%
EDIPOWER	0%	98%	0%	2%
ENDESA	0%	97%	0%	3%
TIRRENO POWER	0%	100%	0%	0%

Fonte: elaborazioni su dati Grtn

TAV. 15

Test di indispensabilità nel mercato rilevante Macrosicilia (% di ore nel periodo aprile – settembre 2004)

	Assolutamente indispensabile	*Non indispensabile*	*Potenzialità attiva*	*Potenzialità passiva*
ENEL	24%	8%	63%	5%
EDIPOWER	19%	7%	68%	6%
ENDESA	0%	44%	35%	21%
TIRRENO POWER	0%	54%	26%	20%

Fonte: elaborazioni su dati Grtn

TAV. 16

Test di indispensabilità nel mercato rilevante Sardegna (% di ore nel periodo aprile – settembre 2004)

	Assolutamente indispensabile	*Non indispensabile*	*Potenzialità attiva*	*Potenzialità passiva*
ENEL	29%	37%	21%	11%
EDIPOWER	0%	100%	0%	0%
ENDESA	67%	13%	18%	2%
TIRRENO POWER	0%	100%	0%	0%

Fonte: elaborazioni su dati Grtn

I dati presentati consentono di individuare, in ciascun mercato rilevante, l'esistenza o meno di un operatore pivotale per effetto della struttura del medesimo mercato.

Detto altrimenti, l'analisi identifica i casi in cui i limiti nella rete di trasmissione, unitamente alla dimensione del parco di generazione dei concorrenti, sono tali da lasciare un *gap* nella domanda locale che solo l'operatore è in grado di colmare. Ciò spiega la definizione di quest'ultimo come operatore *pivotale*. Egli è infatti in grado di fissare il prezzo in via del tutto indipendente dai concorrenti e dai clienti.

BOX 7

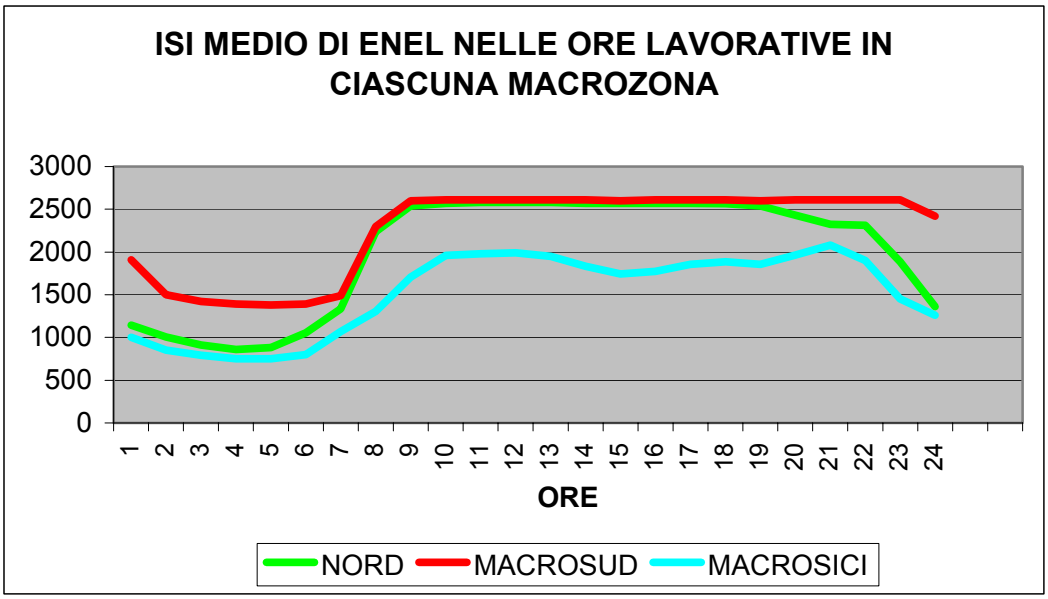
Indicatore sintetico di indispensabilità (ISI)

Al fine di fornire un indicatore di sintesi del ruolo pivotale assunto dagli operatori nei singoli mercati geografici rilevanti si è proceduto alla costruzione di un indice sintetico di indispensabilità (ISI). A tal fine, è stata considerata la domanda residuale servita, dai singoli operatori, nei quattro mercati rilevanti nelle 26 settimane più un giorno oggetto di analisi (1 aprile 30 settembre 2004) - Si è quindi misurata la posizione assunta dagli operatori per ogni ora della giornata (assolutamente indispensabile, non indispensabile, con potenzialità attiva o passiva). Per valorizzare tale posizione si è attribuito, per ciascuna ora dei sette giorni che compongono queste 26 settimane un diverso peso e precisamente:

- *peso 100 all'ora in cui l'operatore analizzato risulta essere assolutamente indispensabile;*
- *peso 0 all'ora in cui l'operatore non detiene alcun potere di mercato;*
- *peso 50 all'ora in cui l'operatore detiene potenzialità attiva;*
- *peso 25 all'ora in cui l'operatore detiene potenzialità passiva.*

Si è così giunti, per ogni impresa e zona, a definire un indicatore che sintetizza la posizione assunta per ognuno dei sette giorni della settimana "tipo", sommando il valore dato alle quattro possibili situazioni nell'arco delle 24 ore di quel giorno. E' evidente, dati i pesi, che il massimo valore raggiungibile in un'ora nel periodo analizzato (composto da 26 settimane più un giovedì), è 2600 (ossia peso 100, nel caso di assoluta indispensabilità, per le 26 settimane, 2700 per il giovedì, stante la presenza di 27 giovedì nel campione considerato). Nell'appendice statistica sono riportate tutte le tavole relative ai quattro operatori ed ai quattro mercati rilevanti.I grafici seguenti (fig. B7.1 e B7.2) rappresentano il valore medio dell'ISI di ENEL in ciascuna delle 24 ore dei giorni lavorativi nelle macrozone Nord, Macrosud e Macrosicilia nonché il valore medio dell'ISI di ENDESA in ciascuna delle 24 ore dei giorni lavorativi nella macrozona Sardegna. Si noti che nella macrozona Nord l'ISI medio di ENEL nelle ore comprese fra le 9 e le 19 assume un valore prossimo a 2600; nella macrozona Macrosud il valore assunto dall'ISI medio di ENEL è superiore a 2600 dalle 9 alle 23. In Sardegna, l'ISI medio di ENDESA nelle ore comprese fra le 9 e le 23 assume valori che oscillano da 2400 a 2500.

FIG. B7.1



Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

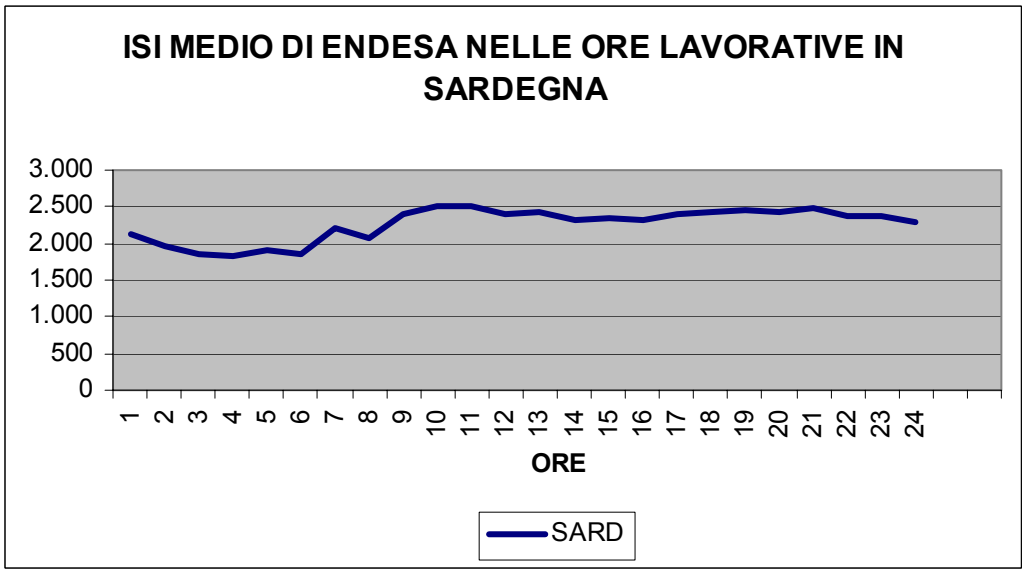


FIG. B7.2
Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

Peraltro, un operatore potrebbe divenire pivotale in un dato mercato rilevante anche nelle cosiddette ore di *potenzialità attiva o passiva*. La pivotalità dell'operatore è in questi casi condizionata dalla posizione che il medesimo riveste nelle stesse ore nei mercati rilevanti confinanti. Per determinare la capacità di un dato operatore di fissare il prezzo nelle ore di *potenzialità attiva e passiva* è necessario quindi analizzare congiuntamente la posizione dell'operatore su più mercati.

Ad esempio, una strategia di un operatore tesa a far aumentare i prezzi in un dato mercato sfruttando la sua posizione di assoluta indispensabilità, consente, infatti, il trasferimento di tale potere di mercato sui mercati confinanti in cui l'operatore abbia una *potenzialità attiva o passiva* nelle stesse ore. Ciò accade in quanto l'aumento dei prezzi nel suddetto mercato spinge i flussi di importazione da quelli limitrofi al di sopra di certi valori soglia oltre i quali l'operatore diviene pivotale anche in questi ultimi mercati.

Al fine di comprendere quando un operatore è pivotale congiuntamente su due mercati confinanti è necessario osservare le seguenti combinazioni:

a) assoluta indispensabilità in entrambi i mercati o assoluta indispensabilità in uno dei due associata a potenzialità attiva o passiva nel mercato confinante;

b) potenzialità attiva in entrambi i mercati;

c) potenzialità attiva in un mercato e potenzialità passiva nel mercato confinante.

Nella combinazione a), l'operatore di mercato è sicuramente pivotale in un mercato ed in grado di trasferire il suo potere di mercato sul mercato confinante[34].

Nella combinazione b), invece, l'operatore è certamente pivotale sui due mercati considerati congiuntamente essendo il solo a poter soddisfare la domanda residuale complessiva dei due. Dunque la capacità di transito tra i medesimi non espone tale operatore al rischio di importazioni competitive[35].

Nella combinazione c), invece, la pivotalità dell'operatore sui due mercati considerati congiuntamente dipende dai valori soglia (delle importazioni ed esportazioni) che caratterizzano nei medesimi la potenzialità attiva e la potenzialità passiva[36]. Tale pivotalità non è dunque certa e in ogni caso tale situazione concerne un numero molto limitato di ore nel sistema italiano.

Ai fini della presente analisi, per valutare la possibilità di esercizio del potere di mercato unilaterale di ENEL nei vari mercati geografici rilevanti, ci focalizzeremo sui primi due casi, a) e b).

Macrosud – Nord

Le ore in cui ENEL è assolutamente indispensabile in entrambi i mercati o assolutamente indispensabile in uno dei due e con una potenzialità attiva o passiva nell'altro sono pari al 95% delle ore considerate (vedi tavola 3.17).

Complessivamente, dunque, ENEL ha potere di mercato nelle due macrozone in almeno l'95% delle ore.

[34] Si tratta si quello che in gergo antitrust si chiama effetto "leverage" (leva monopolistica) da un mercato ad un altro

[35] Per esemplificare tale caso si ipotizzino due zone A e B così caratterizzate: in A vi è una domanda zonale di 4000, un operatore i-esimo con capacità di 1000 e altri operatori con capacità totale pari a 3000; nella zona B vi è una domanda zonale di 7000, l'operatore iesimo (identico a quello della zona A) con capacità 5000 e altri operatori con capacità totale pari a 4000. Le due zone sono confinanti con capacità di transito pari a 3000. E' evidente, dalle definizioni date nei precedenti paragrafi, che ciascuna zona A e B rappresenta un mercato geografico distinto, avendo domanda residuale positiva anche nel caso di capacità di importazione massima (4000-3000>0 in A e 7000-3000>0 in B). Inoltre, in nessuna zona l'operatore iesimo è soggetto con assoluta indispensabilità (la capacità dei concorrenti aumentata dalla capacità di transito è sempre maggiore della domanda zonale). In ciascuna zona l'operatore iesimo ha potenzialità attiva se le importazioni sono inferiori a 1000. Nell'aggregato delle due zone, però, tale vincolo risulta irrilevante; nel senso che l'operatore i-esimo ha sempre un ruolo pivotale, indipendentemente dall'ammontare dei flussi di importazione. Infatti, se in A affluissero importazioni per 1000 l'operatore iesimo non sarebbe più dotato di potenzialità attiva, ma ciò implicherebbe che in B la domanda zonale salirebbe a 8000, facendo così assumere al medesimo operatore potenzialità attiva (la domanda di 8000 non potrebbe essere soddisfatta dai concorrenti localizzati in B che hanno solo 4000 di capacità). In sintesi, qualora la domanda aggregata di due zone confinanti risulti maggiore della capacità localizzata nelle suddette zone dai concorrenti di un operatore i-esimo oggetto di analisi, quest'ultimo, pur non essendo assolutamente indispensabile, sarebbe sempre e comunque operatore pivotale grazie alla sua ubicazione nelle due zone.

[36] Date due zone A e B, in cui l'operatore ha potenzialità passiva in A - il che implica che l'operatore è pivotale solo se le esportazioni da A a B sono superiori a una certa soglia β - e una potenzialità attiva in B - il che implica che l'operatore è pivotale solo se le importazioni in B da A sono inferiori ad una certa soglia α -, lo stesso è congiuntamente pivotale sui due mercati se e solo se $\beta < \alpha$.

TAV. 3.17

Potere di mercato			
	MACROSUD	NORD	% ORE
Combinazione a)	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	44%
	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	33%
	potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%
	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	18%
	Potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%
	TOTALE COMBINAZIONE a		95%
Combinazione b)	potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%
	TOTALE COMBINAZIONE b		0%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

Macrosud – Macrosicilia

Le ore in cui ENEL è assolutamente indispensabile in entrambi i mercati o assolutamente indispensabile in uno dei due e con una potenzialità attiva o passiva nell'altro sono pari al 91% delle ore considerate (vedi tavola 3.18).

Complessivamente, dunque, ENEL ha potere di mercato nelle due macrozone in almeno il 91% delle ore.

TAV. 3.18

Potere di mercato			
	MACROSUD	MACROSICI	% ORE
Combinazione a)	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	24%
	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	62%
	Potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%
	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	5%
	potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%
	TOTALE COMBINAZIONE a		91%
Combinazione b)	Potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%
	TOTALE COMBINAZIONE b		0%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

Macrosud – Sardegna

Le ore in cui ENEL è assolutamente indispensabile in entrambi i mercati o assolutamente indispensabile in uno dei due e con una potenzialità attiva o passiva nell'altro sono pari al 63% delle ore considerate (vedi tavola 3.19).

Complessivamente, dunque, ENEL ha potere di mercato nelle due macrozone in almeno il 63% delle ore.

TAV. 3.19

Potere di mercato			
	MACROSUD	SARDEGNA	% ORE
Combinazione a)	assoluta indispensabilità	assoluta indispensabilità	30%
	assoluta indispensabilità	potenzialità attiva	22%
	Potenzialità attiva	assoluta indispensabilità	0%
	assoluta indispensabilità	potenzialità passiva	11%
	potenzialità passiva	assoluta indispensabilità	0%
	TOTALE COMBINAZIONE a		63%
Combinazione b)	Potenzialità attiva	potenzialità attiva	0%
	TOTALE COMBINAZIONE b		0%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Grtn

L'analisi svolta indica inequivocabilmente che ENEL è un operatore che detiene un elevato potere di fissazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Tale potere deriva sia dalla condizione di indispensabilità assoluta su un ben definito mercato geografico rilevante, sia dalla possibilità di estendere la posizione di indispensabilità su più mercati considerati congiuntamente.

Rileva osservare che, a differenza di ENEL, gli altri due operatori che sono risultati assolutamente indispensabili in due mercati geografici, ENDESA in Sardegna nel 67% delle ore considerate, e EDIPOWER nella Macrosicilia nel 19% delle ore considerate non dispongono delle caratteristiche strutturali tali da potere essere pivotali congiuntamente su più mercati. La loro posizione di indispensabilità (che per EDIPOWER è peraltro limitata ad una percentuale non elevatissima di ore) può essere spesa esclusivamente al fine di fissare il prezzo di vendita all'ingrosso nella macrozona relativa.

3.2.4 Un approfondimento della relazione tra pivotalità e dominanza in un'ottica antitrust

La definizione di operatore *pivotale* appena fornita sotto il profilo regolatorio richiede una attenta lettura al fine di chiarire se, e quando, tale nozione coincide con quella di operatore *dominante* utilizzata nell'attività antitrust. Si tratta di un punto nodale della presente indagine dal momento che in un'ottica antitrust è solo rispetto al rischio di creazione o rafforzamento di una posizione dominante sul mercato rilevante, nonché dinnanzi a condotte abusive idonee a restringere l'assetto competitivo da parte del (dei) soggetto(i) dotato(i) di potere di mercato, che risultano possibili interventi diretti a tutela della concorrenza (in particolare, ai sensi dell'articolo 3 della legge 287/90 o dell'articolo 82 del Trattato di Roma).

La caratteristica precipua di una impresa dominante è da rinvenirsi nel grado di indipendenza delle strategie poste in essere da detta impresa, dalle azioni/reazioni attuabili dai concorrenti e dalle strategie delle controparti contrattuali, siano essi clienti o consumatori finali. In tal senso si è espressa la Corte di Giustizia Europea, che ha definito la posizione dominante: "[…] *una posizione di potenza economica grazie alla quale l'impresa che la detiene è in grado di ostacolare la persistenza di una concorrenza effettiva sul mercato in questione ed ha la possibilità di tenere comportamenti alquanto indipendenti nei confronti dei concorrenti, dei clienti e, in ultima analisi, dei consumatori*" [37].

Ne deriva uno speciale obbligo, per le imprese in posizione dominante, a conformare i propri comportamenti a condotte compatibili con le normative antitrust. Un obbligo che, evidentemente, non rileva nei casi in cui l'assetto di mercato risulta competitivo, ovvero quando non si ravvisa in capo ad alcun soggetto (o collettivamente a più soggetti) un grado di libertà di azione così elevato

[37] *United Brands Company e United Brands Continental B.V. c. Commissione delle C.E.* Racc. 1978 207, pag. 281 (par. 65).

da escludere qualunque vincolo nelle strategie volte alla massimizzazione della propria funzione di profitto.

La determinazione della posizione dominante di una o più imprese, e dunque, della indipendenza della stessa da concorrenti, clienti e consumatori finali, soprattutto quando finalizzata a valutare condotte abusive, deve necessariamente tener conto della esistenza di vari elementi, in primo luogo strutturali (ad esempio quote di mercato), che insistono sul mercato rilevante analizzato e che consentono all'operatore di definire le proprie azioni senza essere condizionato dal rischio di reazioni (aggressive o che comunque replicano quelle da egli pone in essere).

Come più volte sostenuto sia dalla giurisprudenza che dall'analisi economica, l'assenza di condizionamenti dalla reazione dei concorrenti e/o dei clienti non implica l'esclusione assoluta di interdipendenza nelle strategie di impresa. Quest'ultima è insita in tutti gli assetti di mercato che non siano il monopolio. Tuttavia, affinché si possa parlare di dominanza, il livello fisiologico di interdipendenza oligopolistica non si deve tradurre nella esatta replicabilità, o nella capacità di condizionamento delle strategie di una impresa da parte dei concorrenti

La nozione di pivotalità, così come definita nel paragrafo precedente è, invece, una definizione diversa ancorché, come di seguito specificato, collegata aquella di dominanza, nel senso che identifica colui che, date le caratteristiche di domanda e di offerta sul mercato, è in grado di *fissare il prezzo.* L'operatore pivotale è quello la cui offerta è essenziale per il soddisfacimento della domanda (locale nello specifico settore oggetto di analisi). Detto altrimenti, *pivot* è l'operatore "perno" che garantisce l'equilibrio tra domanda e offerta zonale, in assenza del quale si verificherebbe un gap non colmabile da alcun altro produttore locale o importatore da aree geografiche confinanti interconnesse.

La nozione di pivotalità non è quindi legata all'ammontare di domanda servita, nel senso che il ruolo di *price maker* può essere esercitato su volumi anche molto limitati di energia elettrica. Per la modalità di funzionamento dei mercati elettrici centralizzati, però, rileva ricordare che il prezzo ultimo accettato è quello che viene poi corrisposto per tutte le altre unità offerte di energia elettrica. Il soggetto che ha il ruolo di *pivot* quindi, fissa il prezzo su tutti i volumi accettati in asta, per questo detta non discriminatoria. Detto altrimenti, la pivotalità, almeno nella definizione di *assoluta indispensabilità* descritta in precedenza, può essere assunta anche da un soggetto normalmente esposto alle strette relazioni di interdipendenza oligopolistiche con i propri concorrenti (e dunque che non gode della indipendenza dai terzi tipica dell'impresa in posizione dominante), ma che, ad esempio in una specifica ora della giornata, appare l'unico a poter soddisfare la domanda residua zonale.

La pivotalità è quindi strettamente legata all'entità della domanda zonale, nonché ai vincoli di capacità trasmissiva, ma non necessariamente alla posizione di "maggior" operatore detenuta dall'impresa sul mercato, in termini di quota sulle offerte accettate/presentate, disponibilità/tipologia/ubicazione degli impianti generazione, stock di potenza efficienza netta operativa installata. La sua strategia potrebbe quindi essere replicata e condizionata dalla reazione dei terzi.

Date certe condizioni, l'operatore pivotale può anche essere dominante, essendo la nozione di pivotalità un sottoinsieme della prima. Il dominante è certamente pivotale nel senso che ha potere di fissare il prezzo, mentre non vale il viceversa.

L'operatore pivotale assume la veste di operatore dominante quando la sua posizione sul mercato rilevante - valutata in termini di capacità di generazione/potenza efficiente netta operativa, tipologia di impianti e loro ubicazione -, è tale da consentirgli:

(i) di esercitare il potere di determinazione del prezzo in modo sostanzialmente indipendente dai concorrenti e dai clienti, in modo stabile, in un'ottica temporale adeguatamente lunga e su una dimensione della domanda servita rilevante.

(ii) di non temere la replicabilità delle sue strategie commerciali da parte di altre imprese;

E' quindi evidente, affinché il soggetto *pivot* sia dominante ai fini della normativa antitrust, la necessità di affiancare all'accertamento del ruolo nel fissare il prezzo, anche la posizione detenuta in termini assoluti e relativi rispetto ai concorrenti e alla quota di domanda servita, nonché in un'ottica di presenza articolata su più ambiti geografici.

Si noti che l'importanza della ubicazione geografica degli impianti di generazione appare un elemento essenziale già ai fini della descrizione della pivotalità, quando, come visto nel test condotto sull'esercizio di potere di mercato unilaterale, tale ruolo viene ad essere assunto grazie alla localizzazione dell'operatore su più aree. Una tale articolazione può infatti permettere ad un unico operatore di determinare i flussi di importazioni/esportazioni tra macrozone nella misura e nella direzione tali da renderlo necessario a colmare il *gap* tra domanda e offerta di energia elettrica. Tali contesti, definiti di potenzialità attiva e passiva, implicitamente sottendono la capacità di trasferire potere di fissazione del prezzo da una zona ad un'altra, o di operare su un aggregato di zone in modo tale da diventare essenziali a soddisfare la domanda, eventualmente fissando prezzi più elevati rispetto a quelli che si realizzerebbero con una posizione non così "unica ed articolata" sul territorio nazionale. A ben vedere, quindi, l'analisi delle situazioni di potenzialità attiva e passiva già richiede una analisi strutturale della posizione degli operatori, anche se per pervenire alla definizione di posizione dominante deve essere accertata, come per la assoluta indispensabilità, la dimensione rispetto ai concorrenti, quindi l'assenza di capacità di replica alle strategie implementate.

Nei mercati rilevanti all'ingrosso individuati, con riferimento certamente al Nord, al MacroSud e alla MacroSicilia, ENEL, tenuto conto degli elementi strutturali sintetizzati nel testo, appare indubbiamente pivotale e dominante.

In dettaglio, ENEL è pivotale essendo stata *assolutamente indispensabile* per soddisfare il fabbisogno locale nel 100% delle ore nel mercato rilevante Macrosud; nel 44% delle ore nel mercato rilevante Nord; nel 24% delle ore nel mercato rilevante MacroSicilia. Considerando anche i casi di potenzialità attiva e passiva, ENEL risulta avere, sull'aggregato di più macrozone, un elevatissimo potere di mercato, stimato nel 95% delle ore nella macrozone Nord - MacroSud, nell'91% delle ore nelle zone MacroSud-MacroSicilia.

Tale ruolo pivotale si accompagna, certamente al Nord, nella MacroSicilia e nel MacroSud ad una posizione dominante, connessa al suo "peso" in dimensione/capacità produttiva/ubicazione degli impianti rispetto ai concorrenti. Infatti, ENEL è il principale operatore nazionale, relativamente allo stock di potenza efficiente netta operativa, con una quota superiore al 55%. ENEL è anche l'unico operatore nazionale che presenta una struttura del proprio parco impianti equilibrata (33,4% *base load*; 51,4% *mid merit*; 15,2% *punta*). Inoltre, ENEL è l'unico operatore che presenta una capillare presenza nelle varie aree del Paese ed è il maggiore operatore in ogni zona , con il 47,3% della potenza efficiente netta installata al Nord (rispetto al 13,4 % di Edipower, 7,7% di Endesa, 5,8% di Enipower, 5% di Edison), il 52,3% in Macro Sicilia (rispetto al 22,2% di Edipower e il 4,1 % di Endesa); il 71,9% nel MacroSud (rispetto a quote dei concorrenti molto basse e comprese tra il 4% l'1%). Con riferimento alle quote di mercato (misurate sulle offerte accettata sul MGP nel periodo aprile-ottobre 2004), la quota di ENEL nella Macrozona Nord è stata in media superiore al 40%; nella Macrosud, mai inferiore all'80%; nella MacroSicilia, compresa tra il 53% ed il 68%.

Con riferimento al mercato sardo l'evidenza non è univoca. I dati strutturali sembrerebbero suggerire l'esistenza di un duopolio (cd dominanza collettiva) tra ENEL ed Endesa. I due operatori detengono rispettivamente il 38,9% (ENEL) ed il 30,8% (Endesa) della potenza efficiente netta installata (con gran parte della restante potenza relativa ad impianti Cip 6 la cui energia è ritirata dal Grtn). Con riferimento alle quote di mercato, nel periodo aprile – settembre 2004, i due operatori hanno coperto in media (con quote assai simili) circa il 95% delle offerte accettate sul MGP in Sardegna. A questo dato, tuttavia, si associa quello sulla pivotalità, che vede Endesa nettamente prevalere su ENEL: Endesa è risultata assolutamente indispensabile nel 67% delle ore a fronte del 29% di ENEL). Ove si considerino più mercati contemporaneamente, mentre Endesa non risulta poter sfruttare in nessun modo la propria posizione in Sardegna in altre macrozone, ENEL risulta pivotale nel 63% delle ore con riferimento all'aggregato di zone MacroSud-Sardegna.

3.2.5 Incentivi all'esercizio del potere di mercato unilaterale nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

L'analisi effettuata nel paragrafo 3.2.3 consente di identificare un sottoinsieme di ore dell'anno in cui un operatore è indispensabile in uno o più mercati rilevanti ai fini del soddisfacimento della domanda di energia elettrica.

Tale analisi fotografa una situazione strutturale in cui l'operatore, in certe condizioni di carico e di capacità produttiva in esercizio nella disponibilità dei suoi concorrenti, è in grado di fissare a piacere i prezzi dell'energia elettrica (sia verso l'alto sia verso il basso) su uno o più mercati rilevanti. Di per sé, l'analisi svolta non offre informazioni per valutare se l'operatore abbia effettivamente interesse, data questa sua caratteristica, ad esercitare il potere di mercato di cui dispone per incrementare i prezzi rispetto ad un teorico equilibrio concorrenziale.

Appare pertanto necessario individuare gli eventuali incentivi, per l'operatore pivotale, ad esercitare effettivamente il potere di mercato di cui dispone per fissare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica al di sopra del livello concorrenziale.

In linea generale si può comunque rilevare che, a parità di ogni altro fattore, l'incentivo per l'operatore pivotale ad offrire la propria capacità produttiva a prezzi non concorrenziali è tanto più forte quanto:

- più alto è il livello della domanda;
- minore è la capacità produttiva dei terzi;
- più alto è il tetto ai prezzi sul mercato del giorno prima[38];
- maggiori sono i costi marginali dell'operatore;
- minori sono i costi marginali degli operatori concorrenti;
- minori sono le quantità di energia elettrica oggetto dell'insieme dei contratti bilaterali fisici e dei contratti finanziari sul prezzo di borsa (contratti alle differenze, futures, opzioni) conclusi dall'operatore[39].

Per valutare correttamente l'incentivo dell'operatore ad esercitare il proprio potere di mercato sarebbe necessario valutare la convenienza relativa di tutte le diverse strategie di offerta dell'operatore, considerata la probabile reazione dei concorrenti. Questa è tuttavia una analisi molto complessa, che richiede valutazioni puntuali e dettagliate, anche dei costi di produzione, e non può essere svolta nell'ambito di questa indagine che ha una natura ricognitiva. Tale analisi dovrebbe tra l'altro tenere conto dei casi in cui l'operatore risulta congiuntamente indispensabile su più mercati rilevanti in quanto ciò influisce sulla identificazione della sua strategia ottimale.

Si è dunque scelto di effettuare un'analisi più semplice di confronto tra due situazioni opposte: massimizzazione dei profitti sulla domanda residuale (ipotesi di comportamento monopolistico) e massimizzazione della quantità venduta, dati i costi (ipotesi di comportamento concorrenziale). Il comportamento monopolistico è esemplificato dalla vendita della quantità di energia per cui l'operatore è residuale al massimo prezzo possibile (e dunque al tetto di 500 €/MWh). Il comportamento concorrenziale è esemplificato dall'offerta di tutta la propria capacità produttiva al costo marginale.

Al fine di offrire una, seppure circoscritta, misura dell'interesse di un operatore a esercitare il suo potere di mercato, si è pertanto calcolato per ciascuna ora del periodo di riferimento e ciascun

[38] La deliberazione AEEG n. 21/03 prevede che il prezzo delle offerte di vendita presentate nel MGP non possa eccedere un tetto fissato dall'autorità di regolazione. Tale tetto per gli anni 2004 e 2005 è stato fissato pari a 500 €/MWh.

[39] Quest'ultimo fattore opera nella direzione di aumentare gli incentivi, da parte dell'operatore, a massimizzare i propri ricavi sull'energia offerta sul mercato della borsa.

mercato rilevante individuato un indicatore in grado di segnalare eventuali situazioni di criticità (ICR), cioè di potenziale interesse dell'operatore ad operare come monopolista sulla domanda residuale, sotto ipotesi semplificatrici. Innanzi tutto si ipotizza un mercato con un solo operatore pivotale e altri concorrenti di piccole dimensioni che si comportano in maniera concorrenziale: questo consente di non dover internalizzare nell'analisi comportamenti strategici dei concorrenti. In secondo luogo si assume che l'operatore pivotale sia anche il più efficiente nel mercato, cioè abbia costi variabili di breve periodo inferiori a quelli dei concorrenti. Infine si ipotizza che gli operatori offrano in vendita nel mercato del giorno prima tutta la capacità produttiva disponibile. Le ultime due ipotesi consentono di utilizzare le quantità offerte in vendita dall'operatore pivotale, se inferiori alla domanda, come una proxy delle quantità che il medesimo operatore potrebbe vendere se formulasse offerte commisurate ai costi.

Si noti che le ipotesi fatte sono oltremodo cautelative nel caso italiano in quanto ENEL, individuato come l'operatore dominante in almeno tre dei quattro mercati rilevanti, è dotato di un parco elettrico che presenta una percentuale relativamente più alta di unità mid-merit e di punta (fra l'altro con livelli di efficienza non certo superiori) rispetto al mix tecnologico che contraddistingue i parchi elettrici dei suoi concorrenti. Nell'ordine di merito economico, le unità mid-merit e di punta di ENEL sono senz'altro precedute dalle unità CIP 6, dalle unità di cogenerazione dei terzi (la quasi totalità delle unità di cogenerazione), dalle unità a fonte rinnovabile dei terzi nonché dalle unità a ciclo combinato dei terzi. Tenendo conto che le nuove entrate di capacità produttiva saranno tipicamente costituite da unità di cogenerazione e cicli combinati, è probabile che l'ipotesi formulata in questa sede si riveli ancor più cautelativa se vista in prospettiva. Sotto le citate ipotesi, l'indicatore è stato definito, per ciascuna ora e macrozona, come differenza tra il valore 100 e il rapporto tra i seguenti elementi:

a) la quantità di domanda della macrozona per cui l'operatore risulta indispensabile moltiplicata per 100;

b) il minor valore fra la quantità offerta nel mercato del giorno prima dal medesimo operatore, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali fisici, e il fabbisogno della macrozona in esame.

Sotto le ipotesi descritte, tale differenza misura la perdita percentuale di volumi di vendita che l'operatore sopporterebbe agendo come monopolista sulla domanda residuale - cioè offrendo a prezzi pari al tetto di 500 €/MWh e vendendo solo la quantità per cui è indispensabile - rispetto ad una strategia di offerta concorrenziale - cioè di offerta a prezzi pari ai costi marginali e quantità vendute pari al totale offerto in vendita. Si noti tuttavia che questo indice non è in grado di segnalare come ore critiche le ore in cui l'operatore ENEL è congiuntamente indispensabile su più mercati.

L'indice assume valore 100 quando, la quantità per cui l'operatore è indispensabile è pari a zero: l'operatore in tal caso non è pivotale nella macrozona e, di conseguenza, non ha potere di mercato. Man mano che il valore dall'indice si sposta verso livelli più prossimo a zero, il grado di criticità aumenta. In particolare, quando l'indice assume valore pari a 0 significa che, agendo come monopolista sulla domanda residuale, l'operatore non perde quote di mercato perché la quantità per cui è indispensabile è pari a quella da dispacciamento ottimo.

Nella definizione delle quantità per cui l'operatore risulta indispensabile, date le relazioni tra i diversi mercati rilevanti, si sono fatte tre diverse ipotesi. In un primo scenario si è ipotizzato: che le importazioni da altre macrozone fossero ad un livello pari al massimo potenziale; che negli altri mercati rilevanti da cui le importazioni provengono, l'operatore risulti non indispensabile; che il prezzo concorrenziale non si modifichi sensibilmente per la variazione di produzione conseguente all'eventuale aumento delle esportazioni. In questo scenario la quantità per cui l'operatore pivotale è indispensabile è quindi pari alla differenza, se positiva, tra la domanda residuale e la capacità di importazione da altre macrozone: $DR_{mz,h} - IMP^{\max}_{mz,h}$. Questo indicatore è chiamato ICR1.

Al fine di mitigare gli effetti di sottostima delle criticità insite nell'indice ICR1 si provveduto altresì a calcolare l'indice ICR ipotizzando che non vi siano flussi né in importazione né in esportazione. Ciò sembra essere di qualche utilità nel valutare la situazione di macrozone come il Macronord e la

Macrosicilia che operano tipicamente in esportazione. Per questi mercati, infatti, l'ipotesi che la macrozona stia importando dalle altre macrozone nazionali, per l'intera capacità massima in importazione, risulta particolarmente restrittiva, col rischio di sottostimare largamente l'incentivo all'esercizio del potere di mercato dell'operatore pivotale nella macrozona. In questo scenario la quantità per cui l'operatore pivotale è indispensabile è quindi pari alla domanda residuale ($DR_{mz,h}$), se positiva. Questo indicatore è chiamato ICR2.

Infine, per considerare tutti gli scenari possibili, si è proceduto a calcolare l'indice ICR ipotizzando che la quantità per cui l'operatore risulta indispensabile sia pari, se positiva, alla domanda residuale della macrozona aumentata delle esportazioni massime potenziali verso altre macrozone nazionali ($DR_{mz,h} + EXP_{mz,h}^{\max}$). Quando tale somma risulta negativa significa che, anche a fronte di una domanda comprensiva delle esportazioni massime verso altre macrozone, l'operatore non risulta indispensabile nel soddisfacimento della domanda e può quindi essere completamente spiazzato dalle offerte dei concorrenti. Questo indicatore è chiamato ICR3.

I valori assunti dai tre indici descritti nel presente paragrafo determinano l'intervallo all'interno del quale si può collocare la reale situazione del mercato rilevante in esame e, dunque, la reale misura dell'incentivo a esercitare il potere di mercato da parte dell'operatore.

Considerando un esempio cautelativo in cui l'operatore pivotale abbia un costo unitario variabile di produzione pari a 40 €/MWh[40] ed il prezzo concorrenziale di vendita nella macrozona sia pari a 85 €/MWh[41], il valore soglia rispetto al quale valutare gli indicatori ICR è 90. Quando l'ICR assume valori inferiori a tale soglia è probabile che all'operatore risulti più conveniente operare come monopolista sulla domanda residuale, piuttosto che massimizzare le quantità vendute.

Questo valore soglia è calcolato confrontando il margine atteso dall'operatore pivotale nel caso l'operatore decidesse di agire come monopolista sulla domanda residuale con il margine atteso nel caso l'operatore si comportasse concorrenzialmente. Nell'esempio in esame il comportamento concorrenziale implica la vendita di tutte le quantità offerte al prezzo concorrenziale, assunto pari a 85 €/MWh.

La prima strategia domina la seconda nel caso in cui il relativo margine risulta superiore, cioè quando:

$$\left(500€/MWh - 40€/MWh\right) * quantitàindispensabile > \left(85€/MWh - 40€/MWh\right) * quantitàofferta$$

Questa condizione è verificata quando:

$$\frac{quantitàindispensabile}{quantitofferta} * 100 > 0{,}01 * 100$$

Questa condizione può in alternativa essere espressa come segue[42]:

$$ICR < 90$$

Valori di ICR inferiori a 90 indicano pertanto una situazione di criticità in cui non solo l'operatore ha potere di mercato, ma ha anche interesse ad esercitarlo aumentando i prezzi al di sopra dei livelli concorrenziali.

[40] Arrotondamento del valore assunto dal parametro Ct di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione AEEG n. 5/04)

[41] Stima del costo marginale di un unità di produzione turbogas in uno scenario di costo dei combustibile coerente con le condizioni di mercato del 2004.

[42] A tal fine basti ricordare che l'indice ICR è pari alla differenza tra 100 e il lato sinistro della disuguaglianza precedente.

Poiché operando sulla domanda residua l'operatore ha di fatto l'opportunità di più che quintuplicare il prezzo rispetto al costo marginale dell'impianto di punta, affinché ciò non risulti conveniente occorre che la perdita di quota di mercato sia molto rilevante.

FIG. 3.9

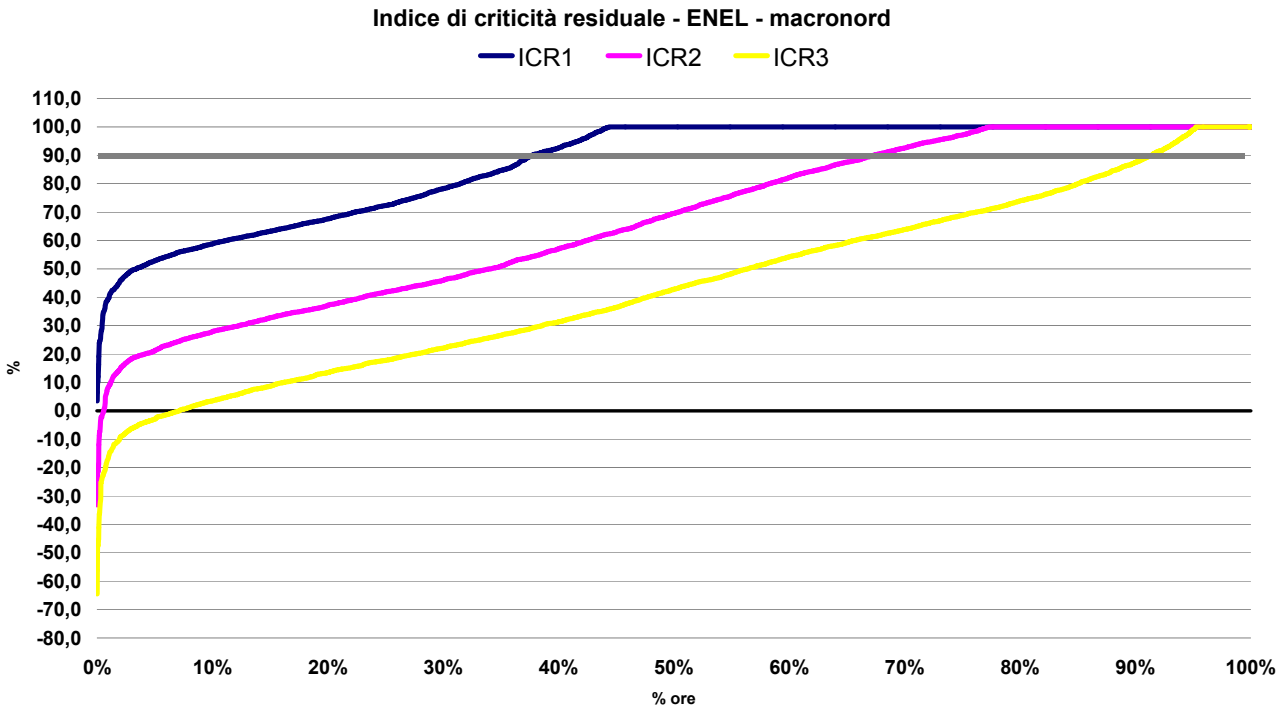


FIG.3.10

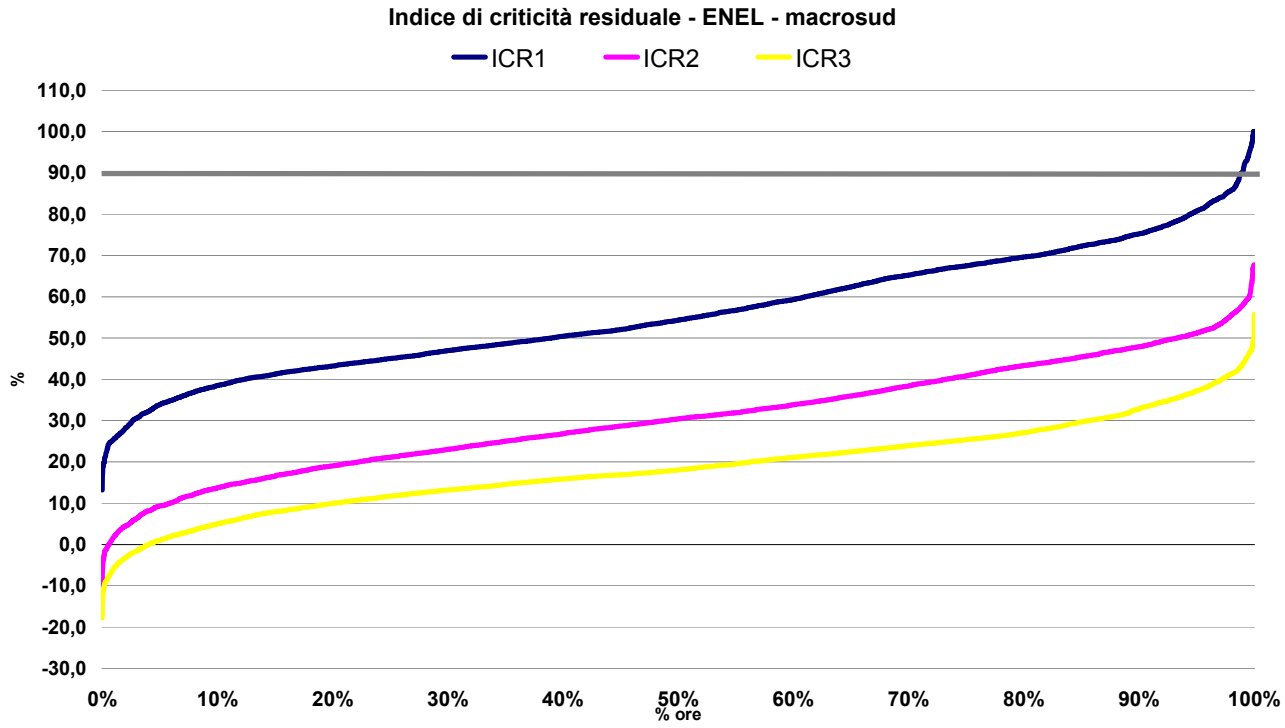
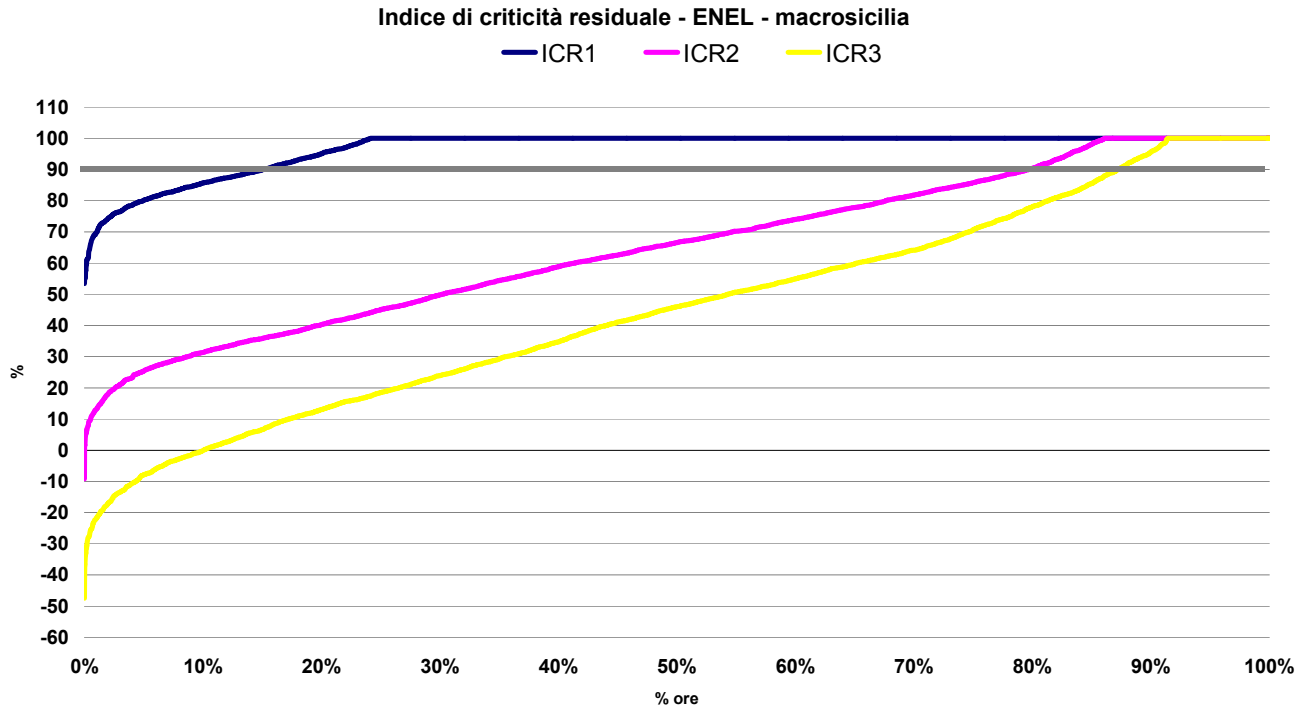


FIG. 3.11



Nelle figure 3.9, 3.10 e 3.11 sono riportate le curva di durata dei tre ICR per i mercati rilevanti individuati, ad esclusione della Sardegna, nel periodo di riferimento (aprile-settembre 2004). La Sardegna è stata esclusa dall'analisi poichè gli indicatori strutturali rilevano per questo mercato una struttura duopolistica, molto lontana quindi da quella ipotizzata nella costruzione dell'indice (e cioè che ci sia un unico operatore pivotale nel mercato). Dall'analisi degli indici emerge quanto segue.

Coerentemente con la costruzione degli indici le curve si appiattiscono alla quota di 100%, livello a cui corrisponde una situazione di assenza di pivotalità; alla stessa stregua a livello di 0% corrisponde la situazione di massima criticità, ossia in questo caso la domanda residuale eguaglia il minimo tra le offerte presentate da ENEL e la domanda di mercato.

Il tratto delle curve di durata comprese nell'area sottostante al livello del 90% rappresenta la "area di criticità", al cui interno è maggiore l'incentivo allo sfruttamento del potere di mercato, attraverso la fissazione di prezzi elevati, da parte dell'operatore pivotale

Dall'analisi delle figure emergono elementi di preoccupazione con riferimento a tutte le macrozone. Innanzitutto, con riferimento alla macrozona Nord va rilevato che, poiché questa macrozona opera spesso in esportazione verso altre macrozone, l'indice più significativo è l'ICR3. Questo indice ha assunto valori ritenuti critici per più del 90% delle ore del periodo in esame. La situazione migliora leggermente se si considera l'ipotesi di assenza di importazione e di esportazioni (ICR2), ma rimane comunque critica con valori entro il livelli di criticità per circa il 70% delle ore. L'indice ICR1 per la macrozona Nord non appare invece rappresentativo di condizioni probabili di funzionamento del mercato perché ipotizza che tutta la capacità di transito sia utilizzata per importare energia elettrica da altre macrozone. Condizione assai improbabile non solo con riferimento alla analisi empirica di quanto verificatosi nel corso del 2004, ma anche in base alla analisi teorica, dato il grado di indispensabilità ed il livello degli ICR che caratterizza ENEL nella contigua macrozona Sud.

Nella macrozona Sud la situazione appare ancora più preoccupante. Anche considerando tutta la capacità di transito utilizzata in esportazione l'indice mostra valori critici per più del 98% delle ore. Se poi si analizzano gli indicatori più rappresentativi delle normali dinamiche di mercato, l'ICR1 e l'ICR2, tutte le ore del periodo sono da considerarsi critiche.

Infine, per quanto riguarda la Macrosicilia, le ore di presenza degli indici di criticità residuale di ENEL nell'area di incentivo all'esercizio del potere di mercato si attestano intorno a meno del 20% per l'ICR1 e a circa l'80 e 90% rispettivamente per l'ICR2 e ICR3.

Da quanto detto emerge che, nell'ipotesi empiricamente e teoricamente robusta di importazioni nella macrozona Sud dalle altre due macrozone esaminate[43], l'interesse da parte di ENEL ad aumentare strategicamente il prezzo è, in assenza di contratti di medio/lungo termine da questa sottoscritti, persistente nel tempo in tutte e tre le macrozone.

3.2.6 Andamento e livello dei prezzi nel mercato del giorno prima

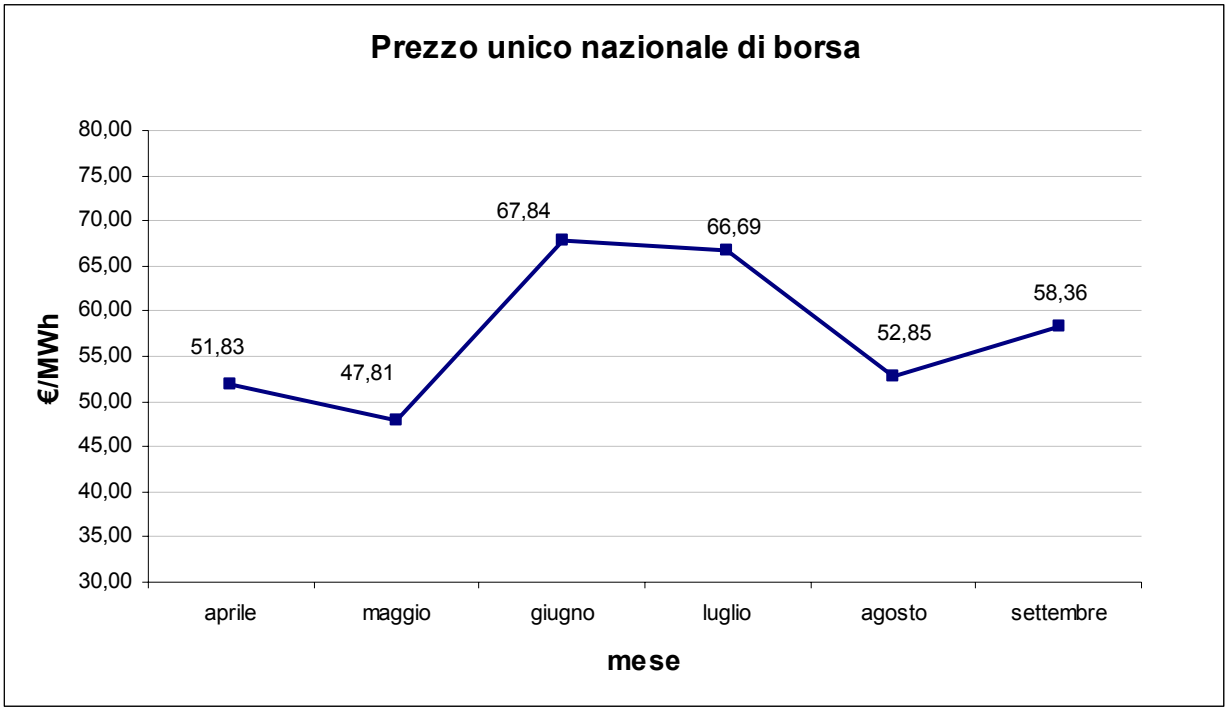
Le analisi condotte nei paragrafi precedenti mostrano che due operatori, ENEL ed ENDESA, detengono potere di mercato in almeno un mercato rilevante (macro zona) del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Inoltre, per ENEL il potere di mercato è detenuto sostanzialmente in tutte le macrozone definite come mercati geografici rilevanti e nel mercato per il servizio di dispacciamento. D'altro canto, si è anche rilevato come l'interesse da parte di ENEL ad aumentare, anche sensibilmente, il prezzo al di sopra dei costi di produzione sia, in assenza di contratti di medio/lungo termine da questa sottoscritti, persistente nel tempo in tutte le macrozone.

L'analisi dell'andamento dei prezzi di mercato nei mesi in cui è stato operativo il sistema delle offerte indica che le citate criticità strutturali si sono effettivamente tradotte in prezzi di mercato elevati. Nei primi sei mesi di funzionamento dei mercati dell'energia, intercorrenti tra aprile e settembre 2004, il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sul MGP (PUN, pari alla media dei prezzi zonali ponderata per il fabbisogno) è stato di 57,88 €/MWh. Questa media sottende un andamento irregolare con un massimo di 67,84 €/MWh a giugno, che interviene subito dopo il minimo di 47,81 €/MWh relativo al mese di maggio..

L'anomalia sia del livello che del profilo dei prezzi emerge, ad esempio, dal confronto tra i prezzi effettivamente registrati nel periodo oggetto di indagine e i risultati prodotti da simulazioni circa i prezzi che si sarebbero registrati nello stesso periodo di tempo in un mercato concorrenziale, cioè in un mercato in cui gli operatori formulano sul MGP offerte di vendita di energia elettrica sulla base dei costi marginali di produzione (cd dispacciamento ottimo). Tale confronto mostra da un lato una differenza positiva molto rilevante nei valori medi di periodo e, dall'altro, una differente dinamica sia nel tempo che tra zone di mercato.

[43] - In questo scenario gli indicatori più rilevanti sarebbero l'ICR 3 per le macrozone Nord e Sicilia e l'ICR 1 per la macrozona Sud.

FIG.3.12

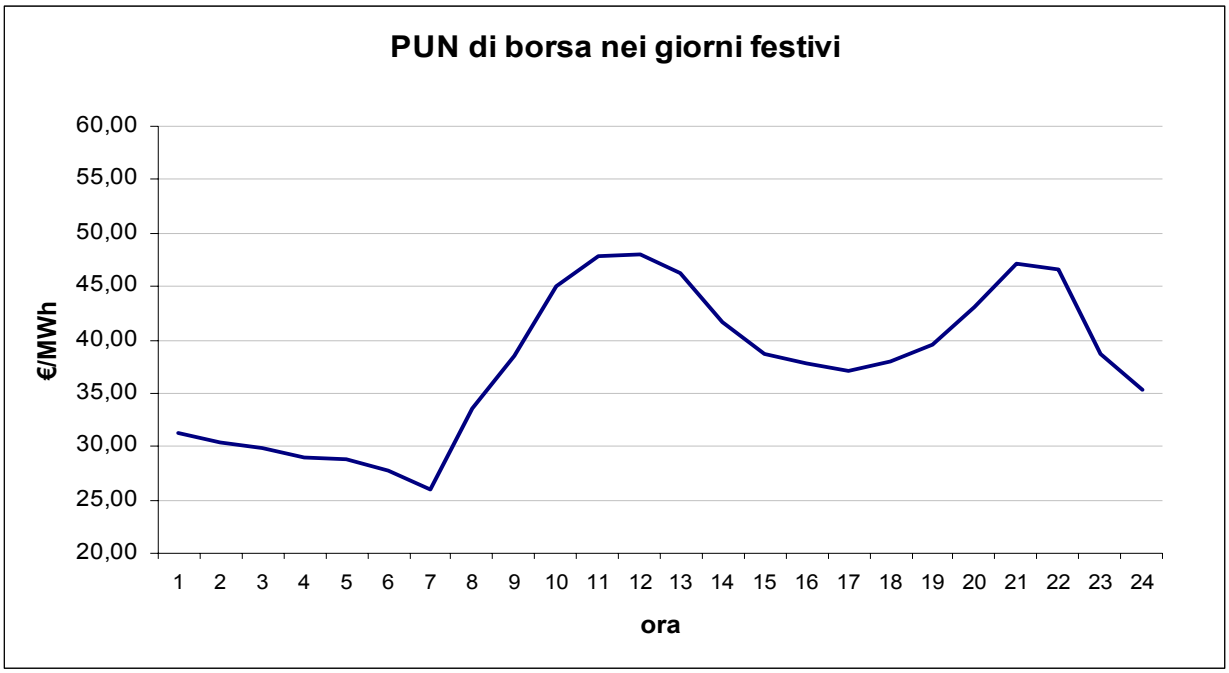


Fonte: elaborazioni su dati Gme

Scendendo al dettaglio mensile, appare interessante notare la minore volatilità dei prezzi simulati rispetto a quelli registrati sul mercato. In particolare, il picco del PUN registrato a giugno (67,84 €/MWh) non trova conferma nella simulazione, ad indicare che tale incremento non pare attribuibile a shock esogeni di costo. Si può anzi evidenziare come la differenza tra prezzi simulati e prezzi sul MGP sia strettamente correlata all'andamento del fabbisogno e alle condizioni di disponibilità del parco di produzione, piuttosto che alle condizioni di costo sottostanti.

Tali considerazioni sono confermate anche dal raffronto tra il profilo medio dei prezzi giornalieri nei giorni festivi e in quelli feriali del semestre in esame. Mentre il PUN medio dei giorni festivi registrato sul MGP (37,75 €/MWh) è prossimo a quello simulato, il confronto tra prezzi con riferimento ai giorni feriali indica delle differenze molto più ampie. Il basso livello di fabbisogno tipico dei weekend sembra quindi creare le condizioni necessarie a spingere i prezzi ad un livello prossimo ai costi marginali di produzione.

FIG.3.13

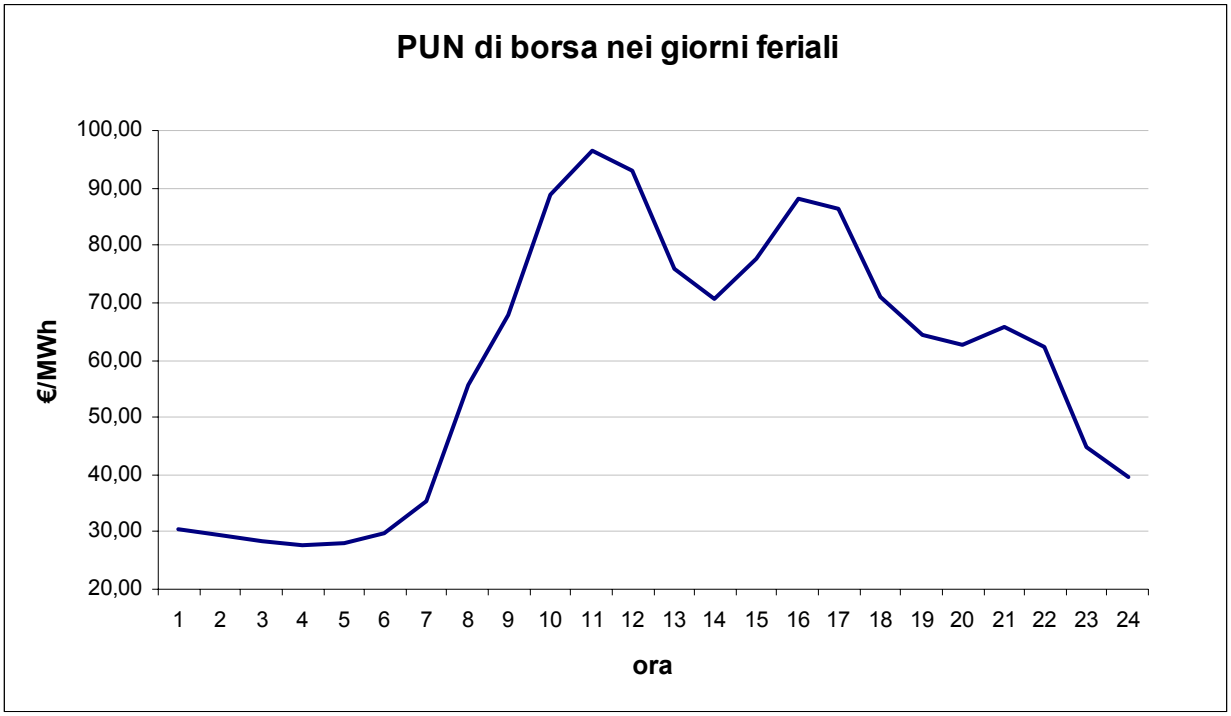


Fonte: elaborazioni su dati Gme

Con riferimento alla dinamica temporale dei prezzi va invece rilevato che il profilo orario dei prezzi simulati risulta più piatto di quello relativo al MGP. Tale differenza, soprattutto con riferimento ai giorni feriali, è in parte attribuibile ai vincoli di produzione che caratterizzano gli impianti termoelettrici. L'impossibilità fisica di accendere e spegnere un impianto tra un intervallo orario e quello successivo sembra infatti indurre le imprese a presentare offerte vicine ai costi per difetto nelle ore notturne (a tale proposito si sottolinea come in alcuni casi il prezzo sul MGP è risultato addirittura nullo) per poter successivamente produrre nelle ore diurne, il cui maggior carico consente un incremento del prezzo e il recupero degli eventuali minori ricavi.

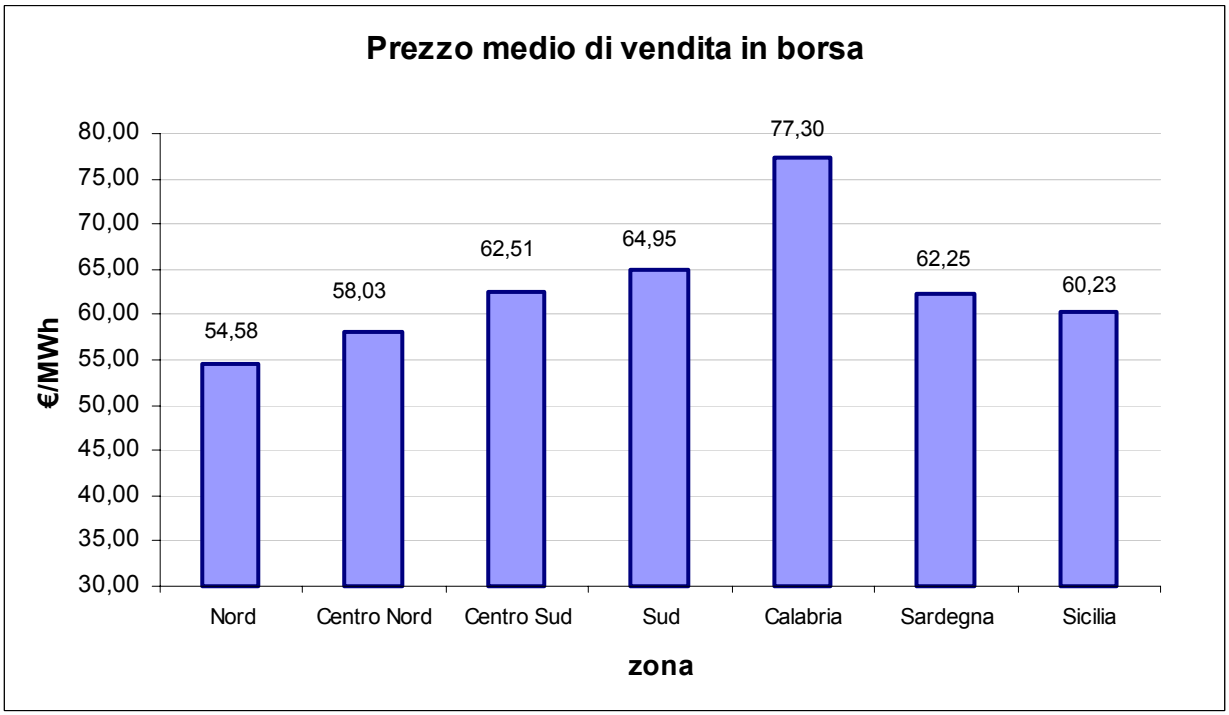
Per quanto riguarda invece i differenziali dei prezzi di vendita tra zone nel MGP il confronto tra i prezzi simulati ed i prezzi effettivi mostra una variabilità molto più marcata dei prezzi di mercato zonali effettivi. La differenza non interessa il solo livello dei prezzi, ma anche il loro ordinamento tra le diverse zone. Mentre il dispacciamento ottimo indica la Sardegna quale zona a minor prezzo, sul MGP questa risulta solo quarta (62,25 €/MWh), mentre il Nord, che risulta la zona con i prezzi effettivi più bassi (54,58 €/MWh) è solamente terza nella simulazione. Tale risultato sembra confermare come i differenziali di prezzo zonali non siano imposti dai vincoli fisici della rete.

FIG.3.14



Fonte: elaborazioni su dati Gme

FIG.3.15



Fonte: elaborazioni su dati GME

TAV. 3.20

Prezzi zonali medi mensili MGP (ponderati per quantità totali scambiate netto pompaggi)

	apr-04	mag-04	giu-04	lug-04	ago-04	set-04	Semestre
Calabria	62,3	55,7	96,0	95,7	64,7	80,2	77,30
Centro Nord	49,9	49,2	73,6	69,8	49,6	56,2	58,03
Centro Sud	53,2	51,8	79,7	76,3	51,6	59,2	62,51
Nord	50,7	45,3	61,5	59,8	50,4	58,0	54,58
Sardegna	52,4	46,1	53,9	77,2	83,5	61,5	62,25
Sicilia	55,4	50,1	76,4	74,0	51,3	54,6	60,23
Sud	54,1	54,6	83,6	80,8	54,7	62,0	64,95

Fonte: elaborazioni su dati GME

L'andamento dei prezzi zonali simulati sopra descritto evidenzia inoltre una sensibile differenza tra i costi di congestione effettivi e quelli simulati (per una descrizione del modo in cui viene calcolato il cd costo di congestione o "corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto" si veda il §2.2.2 e il seguente BOX 8 per la sintesi dell'andamento dei corrispettivi per l'utilizzo della capacità di trasporto nel semestre aprile - settembre).

BOX 8

Andamento Semestrale dei Corrispettivi per l'Utilizzo della Capacità di Trasporto

Nella Tavola B8.1 i corrispettivi per l'utilizzo della capacità di trasporto unitari vengono distinti in base al segno algebrico; sia per i positivi che per i negativi le statistiche riportate sono per ogni zona la media aritmetica, la deviazione standard, il valore massimo e minimo e la percentuale di ore in cui il corrispettivo ha assunto quel segno algebrico durante il semestre.

Innanzitutto i corrispettivi negativi presentano in valore assoluto valori medi, massimi e di variabilità molto maggiori di quelli positivi in ogni regione. In generale Nord e Sardegna mostrano significative differenze rispetto alle altre zone (valori assoluti molto maggiori). Il Nord rappresenta l'unica zona in cui i corrispettivi positivi hanno una frequenza maggiore di quelli negativi, in opposizione dunque al dato delle altre zone in cui corrispettivi negativi sono apparsi in circa il 60% delle ore del semestre.

Nella Tavola B8.2 sono riportati i corrispettivi per l'utilizzo della capacità di trasporto medi ponderati (le quantità utilizzate per la ponderazione sono quelle orarie accettate in immissione per ogni zona comprensive di quantità di borsa, bilaterali e CIP6 – analogamente al GME nei suoi calcoli); in questo caso non è stata fatta distinzione in base al segno algebrico e quindi questi dati possono essere presi come valori netti. Ancora una volta il Nord è l'unica zona in cui il PUN è sistematicamente superiore al prezzo zonale, mentre la Calabria durante tutto il semestre è l'unica a presentare prezzi medi mensili zonali superiori al prezzo unico nazionale. Il Sud e le isole sono le zone con il maggior differenziale tra PUN e prezzo zonale; tuttavia in Luglio tutte le zone presentano una forte discrepanza negativa così come in Settembre tutti i prezzi zonali convergono all'incirca nell'intorno del PUN.

Nella Tavola B8.3 sono nuovamente riportati i corrispettivi separati secondo la positività o meno; in questo caso però le medie sono ponderate e non più aritmetiche e il sistema dei pesi è il medesimo delle medie di tabella 2. Il confronto con la tabella 1 non indica grosse differenze soprattutto dal punto di vista relativo (del confronto tra zone); in generale i valori sono anche molto prossimi a quelli aritmetici.

TAV. B8.1

Corrispettivi unitari orari per il diritto di trasporto (€/MWh)

		Calabria	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
positivi	media aritmetica	1,52	2,05	1,86	4,95	15,18	0,63	1,86
	deviaz.standard	1,89	3,93	3,87	9,16	21,08	0,54	3,87
	max	17,64	43,26	43,26	69,22	125,98	2,86	43,26
	min	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	frequenza %	27	38	34	63	37	19	34
negativi	media aritmetica	-8,62	-5,33	-5,38	-0,56	-21,44	-16,82	-5,38
	deviaz.standard	30,11	12,13	11,86	0,67	28,55	24,92	11,86
	max	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	min	-428,73	-92,72	-92,72	-3,62	-111,80	-92,72	-92,72
	frequenza %	70	59	63	33	59	79	63

Fonte: elaborazioni su dati GME

TAV. B8.2

Corrispettivi di trasporto zonali- medi ponderati per quantità zonali di immissione (borsa+bilaterali+cip6)

	Apr-04	Mag-04	Giu-04	Lug-04	Ago-04	Set-04	Totale semestre
Calabria	-3,91	-6,76	-14,73	-11,53	-1,23	-0,10	-8,13
Centro Nord	0,24	-2,95	-8,40	-5,95	1,69	0,01	-2,59
Centro Sud	-0,36	-3,52	-9,47	-7,67	1,83	0,02	-3,31
Nord	0,95	2,56	6,12	6,81	1,93	0,24	3,21
Sardegna	-2,97	-1,04	9,16	-13,99	-32,60	-5,00	-7,59
Sicilia	-4,77	-3,16	-10,67	-9,32	-1,01	1,07	-4,50
Sud	-0,29	-3,89	-10,34	-8,07	2,04	0,05	-3,56

Fonte: elaborazioni su dati GME

TAV. B8.3

Corrispettivi di trasporto zonali- medi ponderati per quantità zonali di immissione (borsa+bilaterali+cip6) separati per segno algebrico

		apr-04	mag-04	giu-04	lug-04	ago-04	set-04	Totale semestre
Calabria	Positivo	0,53	1,52	0,72	0,87	1,91	0,34	1,10
	Negativo	-4,48	-7,81	-16,46	-16,62	-12,61	-0,45	-10,64
Centro Nord	Positivo	2,24	1,77	2,25	1,67	2,21	0,68	1,84
	Negativo	-1,28	-4,71	-10,82	-11,07	-0,31	-0,36	-5,49
Centro Sud	Positivo	1,66	1,28	1,78	1,39	2,53	0,76	1,72
	Negativo	-1,47	-4,88	-11,50	-12,51	-0,43	-0,37	-6,19
Nord	Positivo	2,56	4,65	10,61	8,79	2,26	0,60	5,16
	Negativo	-0,54	-0,68	-0,97	-0,70	-0,24	-0,27	-0,58
Sardegna	Positivo	9,80	12,38	25,42	15,83	0,76	2,97	13,39
	Negativo	-18,49	-15,63	-15,96	-25,97	-35,04	-9,90	-22,04
Sicilia	Positivo	5,65	3,75	3,82	1,56	2,48	2,44	2,97
	Negativo	-9,94	-7,14	-14,66	-13,98	-17,61	-1,67	-11,05
Sud	Positivo	1,82	1,24	1,28	1,32	2,51	0,81	1,70
	Negativo	-1,59	-4,92	-10,75	-11,64	-0,45	-0,36	-5,71

Fonte: elaborazioni su dati GME

Il corrispettivo medio di utilizzo della capacità di trasporto registrato sul MGP nel periodo considerato è stato pari a 0,54 €/MWh, un valore sensibilmente superiore a quello risultante dalla simulazione. E' però interessante notare come, da un lato, il differenziale tra i costi di congestione mensili effettivi e simulati sia massimo in corrispondenza dei differenziali maggiori tra i valori dei prezzi zonali effettivi e di quelli simulati, e dall'altro, come la distribuzione di tale differenziale evidenzi una netta riduzione dal mese di agosto 2004, a partire dal quale il valore del costo della congestione simulato diventa maggiore di quello effettivo.

In conclusione, il confronto tra gli esiti effettivi del mercato del giorno prima e la simulazione del mercato concorrenziale, sembra indicare come l'avvio della borsa sia stato particolarmente interessante per i produttori di energia elettrica. Queste indicazioni trovano un riscontro anche nell'analisi dei risultati economici stimati per l'anno 2004. In particolare, con riferimento ai due produttori risultati pivotali, ENEL[44] e ENDESA[45], dalle stime risultano livelli di redditività della gestione caratteristica molto interessanti e significativamente superiori alla remunerazione utilizzata ai fini del calcolo del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato prima della partenza del mercato organizzato.

3.3 Il mercato per il servizio di dispacciamento

3.3.1 Individuazione dei mercati rilevanti

La descrizione del MSD fatta nel § 2.3 rende evidente che su tale mercato la selezione delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica viene fatta dal Grtn in funzione dei vincoli di funzionamento in sicurezza del sistema[46]. Infatti, essendo possibili situazioni di squilibrio tra programmi e flussi effettivi, il Grtn deve, da un lato, predisporre i necessari margini di riserva di potenza attiva, dall'altro assicurare l'equilibrio di immissioni e prelievi sia a programma che in tempo reale, nel rispetto dei vincoli di rete. Come meglio specificato nel seguito, già in funzione di questa specifica destinazione, della natura merceologica e della tipologia di domanda da soddisfare, il bene venduto/acquistato in questo mercato è diverso da quello oggetto di negoziazione nei mercati a termine dell'energia (MGP, MA, mercato dei contratti bilaterali, insieme identificati come "mercato all'ingrosso")[47].

In primo luogo, si deve osservare che la domanda di tale mercato è espressa dal Grtn e non dagli utenti del dispacciamento, inoltre, si tratta di una domanda anelastica al prezzo, essendo sostanzialmente "vincolata" dalla necessità di garantire la sicurezza del sistema, ovvero l'equilibrio tra domanda/offerta programmate rispetto ai reali flussi di energia elettrica in rete.

A ciò si aggiunga che la partecipazione dell'offerta, ovvero delle unità abilitate a fini di sicurezza, è obbligatoria. A sua volta, questa offerta è circoscritta a unità con peculiarità tecniche specifiche, tali da garantire le disponibilità di adeguata capacità di immissione nei tempi necessari per la sicurezza del sistema. Infine, la stessa formazione del prezzo segue una modalità diversa da quella dei mercati a termine, essendo legata ad una forma di asta discriminatoria. È dunque

[44] Pivotale al Nord, nella Macrosud, e potenzialmente pivotale nella Macrosicilia.

[45] Pivotale in Sardegna.

[46] Ad esempio: vincoli di funzionamento delle unità di produzione (tempi e costi di accensione e di spegnimento, potenza minima e massima, tasso di incremento/decremento della potenza, tempi minimi di permanenza in servizio), vincoli afferenti alla massima corrente ammissibile su linee elettriche e trasformatori e al mantenimento dei profili di tensione e vincoli afferenti alla predisposizione dei margini di riserva di potenza attiva e reattiva.

[47] Alcune risorse trovano adeguata remunerazione solo nel MSD. Ad esempio, l'offerta da parte di un produttore del servizio di regolazione terziaria, cioè la disponibilità da parte del produttore stesso a modificare la produzione dell'unità di produzione con un preavviso concordato, implica che l'unità di produzione sia mantenuta accesa ed in grado di variare la potenza erogata secondo gli ordini del Grtn. Tali ordini devono essere comunicati con un preavviso non inferiore a quello prestabilito e la loro esecuzione deve avere luogo con un tasso di incremento/decremento della potenza non inferiore a quello predefinito. Questi ultimi sono parametri qualificanti del "prodotto" che lo rendono qualitativamente differente dalla pura cessione di energia elettrica.

corretto affermare che il mercato all'ingrosso, descritto al §2.2, ed il MSD sono distinti dal punto di vista merceologico[48].

Una volta chiarita questa prima netta separazione tra mercati a termine e MSD, occorre analizzare in dettaglio, nell'ambito dei servizi di dispacciamento, quali siano i gradi di contiguità tra le differenti tipologie di servizi di dispacciamento, al fine di identificare i corretti confini competitivi. Sul punto ciò che rileva tener presente è che le risorse necessarie alla erogazione del servizio del dispacciamento - corrispondenti tecnicamente alla cd riserva secondaria, riserva terziaria, servizi bilanciamento e risoluzione delle congestioni -, sono caratterizzate da differenti prestazioni e dunque occorre valutare le relazioni di sostituibilità esistenti tra le medesime ai fini della definizione del mercato del prodotto rilevante.

Le peculiari relazioni di sostituibilità esistenti fra le risorse, sostanzialmente connesse ai tempi di attivazione delle varie tipologie di riserva (che vanno da pochi secondi per la riserva secondaria, sino ad un'ora per la riserva terziaria), fanno sì, da una parte, che la quantità di una data tipologia di risorsa (ad esempio la riserva secondaria) ceduta da una unità abilitata al gestore della rete limita la quantità cedibile di altre tipologie di risorse (ad esempio la risoluzione delle congestioni a programma); dall'altra, la quantità di una tipologia di risorsa di cui necessita il gestore della rete (ad esempio la riserva terziaria), dipende dalla quantità acquisita di altre tipologie di risorse a questa sostituibili (ad esempio la riserva secondaria).

In proposito, il Grtn seleziona le unità di produzione e di consumo abilitate alla fornitura delle risorse necessarie per la risoluzione delle congestioni, la riserva e il bilanciamento, oltre che in funzione dell'ordine di merito economico, anche in funzione:

a) delle caratteristiche tecniche di tali unità;

b) della localizzazione delle unità (di produzione e di consumo) sulla rete rilevante.

Sono dunque queste le due variabili che identificano, in massima parte, i nessi di sostituibilità delle unità di produzione e di consumo nella fornitura dei vari servizi di dispacciamento.

I requisiti tecnici che devono essere soddisfatti dalle unità di produzione e di consumo, per essere abilitate alla fornitura dei servizi di dispacciamento, non sono omogenei tra loro. In particolare:

a) i requisiti tecnici richiesti alle unità di produzione e di consumo per la fornitura delle risorse necessarie alla risoluzione delle congestioni a programma sono un sottoinsieme dei requisiti tecnici necessari per l'abilitazione alla fornitura delle risorse necessarie per la riserva terziaria e il bilanciamento;

b) i requisiti tecnici necessari per l'abilitazione alla fornitura delle risorse necessarie per la riserva terziaria e il bilanciamento sono a loro volta un sottoinsieme dei requisiti per l'abilitazione alla fornitura delle risorse necessarie per la riserva secondaria.

Esiste dunque una gerarchia "qualitativa" che rende le predette risorse tecnicamente sostituibili solo in un senso, si parla, infatti, di "sostituibilità unidirezionale":

riserva secondaria $\Rightarrow$ riserva terziaria e bilanciamento $\Rightarrow$ risorse per la risoluzione delle congestioni

La catena di sostituibilità che si viene a costituire è tale per cui una unità abilitata ad offrire risorse per "riserva secondaria" sarà dunque contestualmente abilitata ad offrire risorse per la riserva terziaria, per il bilanciamento e per la risoluzione delle congestioni. Una unità abilitata alla fornitura

[48] Nonostante tale diversità, si evidenzia una certa "contiguità" tra il MSD ed il mercato all'ingrosso. La relazione che lega i mercati organizzati dell'energia e il MSD sta nella organizzazione temporale delle negoziazioni, che vedono la ricerca dell'equilibrio tra flussi programmati di domanda e offerta nei primi (MGP e MA), e dell'equilibrio tra flussi programmati nel rispetto dei vincoli reali del sistema prima e tra flussi effettivi ed in tempo reale poi, sul secondo. Anche i prezzi negoziati sui mercati a termine dell'energia risentono inevitabilmente delle attese degli operatori circa i prezzi che questi potranno spuntare vendendo o acquistando energia nel MSD (gli operatori titolari di unità di produzione o di consumo abilitate a offrire su tale mercato possono specificare il prezzo a cui sono disposti a cedere o acquistare energia al Grtn. I prezzi che si realizzano sul MSD rappresentano dunque un costo opportunità per gli operatori quando negoziano sui mercati a termine).

di risorse per la riserva terziaria non avrà invece necessariamente i requisiti per l'abilitazione alla fornitura della riserva secondaria, ma sarà senz'altro contestualmente abilitata alla fornitura di risorse per il bilanciamento e per la risoluzione delle congestioni. Infine, una unità abilitata alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni non disporrà necessariamente dei requisiti per la fornitura dei servizi di riserva secondaria e terziaria[49].

L'esistenza di questi nessi di sostituibilità unidirezionale implica che il confine del contesto competitivo è esposto ad una progressiva crescita a seconda dell'analisi, in termini concorrenziali, da condurre: esso deve partire da un solo segmento di mercato, quando le strategie da analizzare coinvolgono operatori dotati di unità di produzione abilitate alla fornitura di riserva secondaria, per diventare più esteso, aggregando a tale segmento anche quello della riserva terziaria e bilanciamento, qualora il contesto da valutare veda presenti operatori dotati di unità di produzione abilitate alla fornitura di riserva terziaria e quindi esposti alle strategie di offerta di operatori dotati di unità abilitate anche alla fornitura di riserva secondaria; sino ad arrivare alla aggregazione anche del segmento della risoluzione delle congestioni, così da arrivare all'unico mercato dei servizi di dispacciamento.

Il contesto competitivo deve quindi essere analizzato caso per caso; infatti, un operatore che possiede unicamente una unità abilitata ad offrire risorse per la risoluzione delle congestioni non potrà partecipare, dati i vincoli tecnici esistenti, all'offerta di risorse per la riserva secondaria e/o per la riserva terziaria ed i servizi di bilanciamento. Egli, quindi, subisce la pressione competitiva dai soggetti che offrono risorse per la riserva secondaria e terziaria, ma non è a sua volta in grado di competere se non con coloro che offrono risorse per la risoluzione delle congestioni. In funzione del tipo di analisi antitrust da condurre, pertanto, il contesto di mercato rilevante può essere l'intero mercato dei servizi di dispacciamento, oppure più limitate aggregazioni di segmenti contigui, in senso unidirezionale.

Detto altrimenti, se il contesto da analizzare coinvolge uno o più operatori con riserva secondaria è chiaro che deve farsi riferimento a tale segmento di mercato ai fini della individuazione dei concorrenti attuali o potenziali non essendo tali operatori esposti al rischio di reazioni aggressive da parte di operatori dotati solo di unità abilitate alla fornitura di riserva terziaria o alla risoluzione delle congestioni. L'analisi potrebbe altresì tenere presente l'impatto sull'intero MSD in termini di capacità di utilizzo strategico della potenza per soddisfare il fabbisogno del Grtn delle differenti risorse.

Tale definizione appare in linea con quanto affermato dalla Commissione europea. L'analisi delle relazioni di sostituibilità va effettuata, secondo le indicazioni fornite dalla Commissione nella comunicazione sulla definizione di mercato rilevante[50], caso per caso, a partire dal prodotto che le imprese interessate forniscono e aggiungendo o escludendo man mano i prodotti ritenuti più simili, in funzione dell'attitudine di questi ultimi a condizionare nel breve periodo il livello di prezzi del prodotto considerato. La stessa Commissione chiarisce che si possono anche riscontrare relazioni di sostituibilità asimmetriche, cioè rilevare che il prodotto B sia un buon sostituto per il prodotto A ma non il contrario. Ciò conduce a una diversa identificazione del mercato del prodotto A (che sarà dato da A+B) e del mercato del prodotto B (che sarà dato soltanto dal prodotto B)[51].

Seguendo tale approccio è possibile concludere, dal punto di vista del mercato rilevante del prodotto, che i vari tipi di riserva identificano, date le caratteristiche tecniche di destinazione, segmenti di mercato distinti ma contigui che, caso per caso, possono essere aggregati, seguendo

---

[49] Tali relazioni di sostituibilità sono state assimilate nelle architetture di mercato di molti fra i più evoluti mercati elettrici liberalizzati esistenti (PJM, New York, New England, Australia). In questi paesi sono stati costituiti mercati separati per l'approvvigionamento delle varie tipologie di riserva e per il bilanciamento, in cui ciascuna unità abilitata può competere per la fornitura di una specifica risorsa. Alle unità abilitate ad offrire più servizi è consentito di competere contestualmente su più mercati. La selezione delle offerte su tali mercati avviene ottimizzando congiuntamente mercati separati per l'approvvigionamento di tali risorse tenendo conto delle relazioni di sostituibilità fra le medesime.

[50] Comunicazione della Commissione sulla definizione del mercato rilevante ai fini dell'applicazione del diritto comunitario in materia di concorrenza, GUCE C 372/3 del 9/12/1997.

[51] La stessa Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha esplicitato tale definizione di mercato in un contesto con una catena di sostituibilità simmetrica/bidirezionale: caso C3037 - SCHEMAVENTUNO-PROMODES/GRUPPO GS (in Bollettino 25/1998) del 18/06/1998.

la catena di sostituibilità unidirezionale; vengono così individuati contesti competitivi sempre più ampi: dalla riserva secondaria, alla terziaria, sino all'insieme massimo, il cd MSD.

Tra l'altro, l'individuazione di quest'ultimo mercato rilevante come contesto competitivo "massimo", trova anche un suo fondamento nelle scelte di regolazione fatte in Italia. Infatti, anche in considerazione dei tempi tecnici di avvio del sistema delle offerte centralizzate, sono state previste, per l'anno 2004, regole di dispacciamento che individuano un MSD non segmentato nei vari sottomercati che costituiscono i servizi di dispacciamento (risoluzione delle congestioni, fornitura di servizi di riserva secondaria e terziaria, servizi di bilanciamento).

Il Grtn, pertanto, negozia contestualmente con gli operatori proprietari della unità abilitate sul MSD le variazioni ai programmi di immissione e di prelievo necessarie sia alla risoluzione delle congestioni, sia alla ricostituzione e al mantenimento di adeguati margini di riserva secondaria e terziaria nonché ai fini del bilanciamento.

Se le caratteristiche tecniche sono l'elemento centrale per definire i confini del mercato del prodotto relativamente ai servizi di dispacciamento, la localizzazione delle unità è un elemento rilevante al fine di verificarne la dimensione geografica. Tale variabile assume importanza, non solo per la risoluzione delle congestioni a programma (cioè per rendere i programmi di immissione e dei prelievo in esito al MGP-MA compatibili con i vincoli reali della rete), ma, altresì, per l'approvvigionamento della riserva e delle risorse necessarie a bilanciare il sistema in tempo reale.

Tipicamente, in caso di congestione di una data linea di trasmissione di energia elettrica in un dato orizzonte temporale (a programma o in tempo reale), le unità di produzione che il Grtn può utilizzare per la risoluzione della congestione sono un sottoinsieme,a volte molto piccolo, delle unità di produzione rilevanti ai fini del dispacciamento. Tale sottoinsieme dipende da diversi fattori contingenti all'orizzonte temporale considerato, tra cui la configurazione di rete osservata, la localizzazione e le caratteristiche tecniche delle unità di produzione, nonché la distribuzione della domanda.

Il Grtn seleziona le unità appartenenti a tale sottoinsieme secondo l'ordine di merito economico formatosi in base alle loro offerte. La variabile tempo può tuttavia restringere ulteriormente il sottoinsieme di cui sopra. Approssimandosi al tempo reale, l'esigenza di variare le immissioni e/o i prelievi in tempi molto stretti limita la scelta alle unità già in funzione con certe prestazioni (velocità di variazione della potenza).

Si può pertanto verificare la situazione in cui vi sia un'unica unità che, in virtù della sua localizzazione geografica, può risolvere la specifica congestione, che ha luogo in presenza di una data configurazione di rete e che è associata ad una data distribuzione della generazione e dei carichi. In questo caso, la predetta unità riveste una posizione di monopolio locale nella fornitura di una data risorsa indispensabile ai fini della risoluzione delle congestioni. In questo caso, l'unità diventa "essenziale" alla sicurezza del sistema elettrico in una data zona. Il Grtn ha redatto un elenco di queste unità, le quali sono sottoposte ad una forma di "*cost of service regulation*" proprio in virtù della loro localizzazione sulla rete rilevante.

Come detto, la localizzazione delle unità sulla rete rilevante è un elemento importante anche ai fini della costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria. Anche in questo caso le varie tipologie di riserva sono approvvigionate dal Grtn per zona o per aggregati di zone. Se così non fosse, il Grtn rischierebbe, in caso di necessità, di non potersi avvalere della riserva senza violare limiti di trasmissione interzonali ponendo a rischio la sicurezza del sistema.

A causa dei limiti di trasmissione della rete rilevante, si può quindi argomentare che il MSD (così come le varie configurazioni ottenute, caso per caso, dall'aggregazione dei diversi segmenti contigui lungo la catena di sostituibilità unidirezionale) ha dimensione geografica zonale. Nel caso della risoluzione delle congestioni, il mercato rilevante potrebbe addirittura assumere dimensioni molto ridotte, fino a coincidere al limite con un singolo nodo della rete (su cui si verifica una congestione per la cui soluzione è necessaria la fornitura di energia da parte di un impianto). Anche nel caso dei mercati della riserva, i confini del mercato rilevante non potrebbero comunque superare quelli delle zona o degli aggregati di zone definiti dal Grtn ai fini dell'approvvigionamento delle medesime in maniera tale da poter garantire la sicurezza del sistema.

In estrema sintesi, in questa sede si farà normalmente riferimento, in termini di mercato del prodotto, all'insieme dei tre segmenti del MSD, pur sapendo che, caso per caso, si può procedere a identificare aggregazioni diverse in senso unidirezionale. Questa definizione, come detto, deriva altresì dalla circostanza che le regole di dispacciamento pubblicate dal Grtn per il 2004 hanno operato nella direzione di considerare, transitoriamente, il MSD come sede unica in cui si negoziano contestualmente le variazioni ai programmi di immissione e di prelievo necessarie sia alla risoluzione delle congestioni, sia alla ricostituzione di adeguati margini di riserva secondaria e terziaria nonché ai fini del bilanciamento.

Quanto alla dimensione geografica del MSD così definito, essa appare zonale, anche per i singoli segmenti di riserva[52]. Il Grtn domanda risorse destinate alla copertura dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria su base zonale; in alcuni casi limite, in particolare con riferimento all'acquisto di risorse per la risoluzione delle congestioni, la dimensione del mercato si può addirittura restringere ad un singolo nodo della rete di trasmissione

3.3.2 La struttura del MSD

L'analisi della struttura del MSD è più complicata di quella relativa ai mercati geografici all'ingrosso dell'energia elettrica. Tale complicazione, come evidenziato precedentemente, è il frutto di un accorpamento in un unico mercato di diverse tipologie di risorse fra cui sussistono relazioni di sostituibilità. In ogni caso è possibile affermare che, rispetto al mercato all'ingrosso, siamo di fronte ad un mercato molto più concentrato e con un ruolo dell'operatore *incumbent* ENEL di assoluta preminenza.

Inoltre, diversamente dai suoi concorrenti, ENEL è l'unico a presentare una ripartizione delle quote su più segmenti di servizi che costituiscono il MSD, a riprova della asimmetria strutturale che connota il parco elettrico nazionale.

Relativamente al MSD in aggregato, l'indicatore di struttura che è possibile fornire è la quota di mercato costruita sulle offerte accettate sull'intero MSD a programma. Tali offerte esprimono la disponibilità degli operatori a variare il programma di immissione dopo la chiusura del MA, in aumento (offerte a salire) o in diminuzione (offerte a scendere), dietro la corresponsione del prezzo indicato nell'offerta. Questo indicatore non rappresenta il contributo di ciascun operatore al margine di riserva predisposto dal Grtn, bensì la quota di ciascun operatore sulle variazioni apportate dal Grtn ai programmi di immissione in uscita da MA, ai fini della costituzione del suddetto margine e della risoluzione delle congestioni[53].

Tali offerte esprimono comunque il peso dell'operatore nel MSD, nel senso che quanto più alte sono queste quote tanto maggiore è il ruolo dell'operatore nel fornire le risorse necessarie per erogare i servizi di dispacciamento. Nell'analisi che segue ciascun indicatore è stato calcolato dividendo le 24 ore della giornata in due categorie: le ore vuote della mattina e della sera (acronimo HV), che vanno dall'una alle sei della mattina e dalle ventitré alle ventiquattro della sera, e le ore piene (acronimo HP), che vanno dalle sette alle ventidue[54]. Inoltre l'analisi è effettuata sia con riferimento all'operatore che detiene la quota maggiore di offerte che con riferimento alla somma delle quote dei principali due operatori (CR2).

---

[52] Per completezza si deve sottolineare che il Grtn domanda al momento le risorse per la copertura del fabbisogno di riserva secondaria distinguendo tra Sardegna, Sicilia e resto del territorio nazionale, mentre con riferimento alle risorse per la copertura del fabbisogno di riserva terziaria, la domanda del Grtn si esplicita su ogni singola zona (nord, centro nord, centro sud, sud, isole).

[53] Un esempio può aiutare a comprendere il significato di tali offerte a salire o scendere: Si consideri un impianto con minimo tecnico di 30 MWh e un massimo di 100 MWh; si ipotizzi che alla chiusura del MGP tale impianto abbia offerto 40 MWh. Nel caso in cui la semibanda di servizi di riserva secondaria (a salire ed a scendere) richiesta dal Grtn sia di 20 MWh, la produzione dell'impianto dovrebbe poter oscillare tra 20 MWh e 60 MWh. Ma 20 MWh è inferiore al minimo tecnico di 30 di MWh; dunque l'impianto offre 10 MWh a salire, per arrivare a 50 MWh, così da poter oscillare la propria produzione tra 30 MWh e 70 MWh nel caso il Grtn richieda a tale impianto la fornitura di riserva secondaria.

[54] Nell'appendice statistica sono contenute delle tavole riassuntive relative all'evoluzione delle offerte a salire ed a scendere nelle ore piene e nelle ore vuote per le varie zone.

L'indicatore denominato *Quota a scendere* per le offerte a scendere e *Quota a salire* per le offerte a salire, è stato calcolato per ognuna delle diverse zone individuate dal Grtn (Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sardegna e Sicilia).

Dalle analisi condotte nel periodo preso a riferimento (1° aprile – 30 settembre 2004) e sintetizzate nella Tavola 3.22, si è giunti ai seguenti risultati:

a) nelle zone Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sud, si evidenza una posizione dominante di ENEL, sia per le offerte a salire che per le offerte a scendere e tanto per le ore piene quanto per le ore vuote. Tranne al Nord, ENEL detiene in tutte le ore piene una quota compresa tra il 48 ed il 94% con riferimento alle offerte accettate sia a salire che a scendere; nel Nord, invece, ha una quota dal 30 al 44% a scendere e dal 63 al 78% a salire. Nelle ore vuote ENEL ha quote (misurate sulle offerte a salire ed a scendere) comprese tra il 44 ed il 67% al Nord. Nelle zone qui considerate i mercati risultano altamente concentrati; considerando le offerte a salire e quelle a scendere, tolto il Nord, dove il CR2 si muove in un range compreso tra il 49 e l'86%, nelle altre zone questo aggregato varia da un minimo del 75% ad un massimo del 97%.

b) In Sicilia la posizione di ENEL è meno forte che nel resto del territorio nazionale. La struttura appare fortemente duopolistica, con EDIPOWER che assume una posizione dominante nel caso delle offerte a scendere sia nelle ore piene che nelle ore vuote .

c) Anche in Sardegna i dati indicano la presenza di due operatori di rilievo: ENEL ed ENDESA. Questi due operatori coprono da soli quasi il 100% delle offerte a salire ed a scendere nel periodo considerato, ed inoltre, mostrano quote che, non mutando nella loro somma, si muovono in modo complementare (quando una scende l'altra sale e viceversa). Ad esempio, nel caso delle offerte a salire nelle ore piene, ENDESA passa dal 32% ad aprile al 56% a settembre, ed ENEL passa dal 65% ad aprile al 42% a settembre; nel caso delle offerte a salire nelle ore vuote del mattino, ENDESA passa dal 33% di aprile al 59% di settembre, ENEL passa dal 61% di aprile al 39% di settembre.

L'indicatore descritto sopra fornisce una misura del peso dei vari operatori sul MSD in termini di capacità nel rendere compatibili i loro programmi di produzione con le esigenze del Grtn a programma. Esso però non fornisce informazioni sulla effettiva incidenza percentuale degli stessi operatori nella copertura dei fabbisogni effettivi di ciascuna risorsa espressi dal Grtn. Per raggiungere questo risultato è possibile calcolare degli indicatori relativi alle quote di riserva secondaria e terziaria effettivamente messe a disposizione dagli operatori stessi[55]. Si tratta di dati che indicano la copertura del margine richiesto dal Grtn a programma (cioè non in tempo reale), ma, diversamente dai dati aggregati riportati in precedenza, essi identificano il reale contributo di ciascun operatore al margine di riserva secondaria e terziaria necessario al Grtn ai fini di garantire la sicurezza del sistema.

[55] Si forniranno dati per la riserva secondaria e per quella terziaria, in quanto, con riferimento alla riserva per la soluzione delle congestioni, i dati disponibili non consentono, con ipotesi convenzionali realistiche, di disaggregare le informazioni.

TAV. 3.22

ORE PIENE (HP)

	Quota a scendere						Quota a salire					
	Apr 04	Mag 04	Giu 04	Lug 04	Ago 04	Set 04	Apr 04	Mag 04	Giu 04	Lug 04	Ago 04	Set 04
	Nord						**Nord**					
ENEL	43%	33%	34%	30%	37%	44%	68%	74%	78%	77%	63%	71%
CR2	75%	59%	52%	49%	60%	64%	78%	81%	86%	83%	72%	79%
	Centro Nord						**Centro Nord**					
ENEL	51%	51%	67%	79%	78%	69%	77%	80%	74%	67%	48%	69%
CR2	94%	93%	95%	94%	96%	94%	97%	97%	96%	95%	75%	95%
	Centro Sud						**Centro Sud**					
ENEL	70%	79%	77%	83%	84%	75%	92%	90%	94%	90%	79%	90%
CR2	85%	90%	92%	93%	97%	91%	95%	97%	97%	95%	89%	95%
	Sud						**Sud**					
ENEL	68%	68%	73%	60%	74%	66%	77%	82%	84%	83%	68%	79%
CR2	92%	92%	91%	85%	88%	86%	90%	91%	92%	94%	83%	92%
	Sicilia						**Sicilia**					
ENEL							49%	59%	63%	52%	31%	58%
Edipower	80%	86%	69%	70%	71%	80%						
CR2	98%	98%	90%	94%	95%	94%	76%	86%	89%	85%	57%	87%
	Sardegna						**Sardegna**					
ENEL			67%	59%	62%	63%	65%	58%	53%			
Endesa	76%	69%								53%	45%	56%
CR2	96%	96%	96%	99%	100%	99%	97%	99%	98%	98%	70%	98%

ORE Vuote (HV)

	Quota a scendere						Quota a salire					
	Apr 04	Mag 04	Giu 04	Lug 04	Ago 04	Set 04	Apr 04	Mag 04	Giu 04	Lug 04	Ago 04	Set 04
	Nord						**Nord**					
ENEL	58%	44%	49%	53%	58%	56%	55%	61%	67%	62%	53%	61%
CR2	85%	66%	62%	67%	82%	81%	67%	71%	76%	72%	65%	71%
	Centro Nord						**Centro Nord**					
ENEL	61%	54%	84%	92%	92%	82%	71%	75%	71%	68%	49%	68%
CR2	92%	89%	92%	100%	99%	99%	97%	97%	96%	95%	75%	96%
	Centro Sud						**Centro Sud**					
ENEL	81%	79%	88%	88%	90%	88%	88%	90%	91%	90%	80%	89%
CR2	95%	93%	94%	95%	100%	96%	93%	96%	96%	95%	89%	94%
	Sud						**Sud**					
ENEL	94%	87%	94%	94%	93%	84%	74%	79%	80%	76%	67%	77%
CR2	98%	97%	97%	98%	97%	93%	90%	91%	91%	91%	81%	91%
	Sicilia						**Sicilia**					
ENEL								50%	54%	49%	33%	54%
Edipower	62%	63%	58%	77%	85%	93%	41%					

CR2	99%	100%	100%	100%	99%	100%	80%	86%	87%	85%	60%	86%
	Sardegna						**Sardegna**					
ENEL					69%	70%	61%	58%	60%	53%		
Endesa	81%	77%	57%	58%							46%	59%
CR2	99%	98%	100%	100%	100%	100%	94%	98%	97%	97%	69%	98%

Fonte: elaborazioni su dati Grtn

Con riferimento alla copertura dei margini di riserva secondaria (indicatore SB) i dati riportati nella tabelle successiva si riferiscono ad una suddivisione geografica: Sardegna, Sicilia, resto del territorio nazionale, in virtù delle modalità con cui attualmente il Grtn domanda questi servizi. La Tavola 3.23 riporta i dati relativi.

TAV. 3.23

SB-Continente-Ore vuote

	Aprile 04	Maggio 04	Giugno 04	Luglio 04	Agosto 04	Settembre 04	Totale
ENEL	69%	65%	71%	75%	79%	66%	71%
CR2	90%	84%	90%	92%	94%	84%	88%

SB-Continente-Ore piene

	Aprile 04	Maggio 04	Giugno 04	Luglio 04	Agosto 04	Settembre 04	Totale
ENEL	67%	58%	66%	74%	77%	65%	68%
CR2	91%	82%	85%	88%	90%	86%	85%

SB-Sicilia-Ore vuote

	Aprile 04	Maggio 04	Giugno 04	Luglio 04	Agosto 04	Settembre 04	Totale
Edipower	71%	58%	67%	81%	82%	99%	78%
CR2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

SB-Sicilia-Ore piene

	Aprile 04	Maggio 04	Giugno 04	Luglio 04	Agosto 04	Settembre 04	Totale
Edipower	77%	78%	75%	77%	71%	94%	79%
CR2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

SB-Sardegna-Ore vuote

	Aprile 04	Maggio 04	Giugno 04	Luglio 04	Agosto 04	Settembre 04	Totale
Endesa	59%	79%	65%	70%	87%	78%	75%
CR2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

SB-Sardegna-Ore piene

	Aprile 04	Maggio 04	Giugno 04	Luglio 04	Agosto 04	Settembre 04	Totale
Endesa	64%	75%	57%	65%	76%	71%	69%
CR2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazioni su dati Grtn

Dai dati riportati, si evidenza che ENEL è l'operatore dominante nella fornitura di servizi di riserva secondaria nel Continente (con quote pari al 71% nelle ore piene e al 68% nelle ore vuote). Endesa è l'operatore dominante in Sardegna (con quote pari al 75% e 69% rispettivamente nelle ore vuote e nelle ore piene). In Sicilia, invece, EDIPOWER ha garantito la copertura di una quota poco inferiore all'80% del fabbisogno di riserva secondaria.

Con riferimento alla fornitura di servizi di riserva terziaria (indicatore RT) i dati raccolti su tale tipologia di riserva (a salire e a scendere), sintetizzati nella Tavola 3.24, evidenziano la seguente struttura:

a) una forte concentrazione nella fornitura della riserva terziaria a salire e a scendere sia nelle ore piene che nelle ore vuote in tutte le zone geografiche (CR2 poco inferiore al100%);

b) ENEL riveste il ruolo di operatore dominante nelle zone continentali, sebbene sia esposta ad un certo grado di competizione nelle zone Nord e Centro nord da parte di EDISON ed ENDESA. La quota di mercato di ENEL nelle zone Nord, Centro nord, Centro sud e sud scende raramente al di sotto del 65%;

c) in Sicilia, tre operatori si contendono la fornitura di riserva terziaria: ENEL, EDIPOWER, ed ENDESA. I primi due operatori da soli coprono circa l'80% del mercato (con ENEL che nel periodo considerato ha ricoperto in media il 47% del fabbisogno nelle ore a salire e il 26% nelle ore a scendere);

d) in Sardegna, si ripete la situazione già riscontrata per la riserva secondaria con ENEL ed ENDESA nelle veste di duopolisti (circa 60% ENEL, circa 40% ENDESA).

TAV.3.24

ORE PIENE (HP)

	RT+						RT-					
	Apr 04	Mag 04	Giu 04	Lug 04	Ago 04	Set 04	Apr 04	Mag 04	Giu 04	Lug 04	Ago 04	Set 04
	Nord						**Nord**					
ENEL	69%	76%	75%	77%	70%	74%	65%	63%	66%	62%	70%	66%
CR2	77%	82%	83%	83%	77%	79%	77%	74%	75%	71%	82%	79%
	Centro Nord						**Centro Nord**					
ENEL	82%	84%	79%	78%	55%	75%	72%	70%	73%	82%	80%	75%
CR2	98%	98%	97%	97%	81%	97%	97%	96%	95%	95%	97%	95%
	Centro Sud						**Centro Sud**					
ENEL	92%	92%	94%	91%	83%	91%	80%	88%	85%	93%	93%	92%
CR2	96%	97%	97%	96%	91%	95%	92%	95%	96%	98%	99%	98%
	Sud						**Sud**					
ENEL	81%	85%	85%	85%	71%	84%	88%	88%	90%	89%	93%	90%
CR2	92%	92%	92%	93%	84%	93%	98%	98%	99%	97%	98%	98%
	Sicilia						**Sicilia**					
ENEL	43%	51%	52%	54%	33%	52%						
Edipower							60%	49%	45%	56%	54%	55%
CR2	80%	86%	86%	84%	55%	82%	85%	83%	82%	91%	84%	83%
	Sardegna						**Sardegna**					
ENEL	62%	60%	60%	62%	43%	60%	60%	78%	71%	77%	74%	78%
CR2	97%	99%	98%	98%	71%	97%	96%	99%	99%	100%	99%	100%

ORE Vuote (HV)

	RT+						RT-					
	Apr 04	Mag 04	Giu 04	Lug 04	Ago 04	Set 04	Apr 04	Mag 04	Giu 04	Lug 04	Ago 04	Set 04
	Nord						**Nord**					
ENEL	67%	72%	72%	72%	67%	69%	69%	67%	71%	70%	76%	72%
CR2	75%	79%	79%	79%	75%	76%	82%	78%	79%	79%	91%	88%
	Centro Nord						**Centro Nord**					
ENEL	77%	82%	79%	79%	58%	77%	80%	73%	80%	91%	93%	86%
CR2	98%	97%	97%	97%	80%	98%	96%	95%	91%	100%	99%	99%
	Centro Sud						**Centro Sud**					
ENEL	90%	91%	92%	90%	83%	89%	85%	88%	89%	94%	96%	97%
CR2	94%	97%	96%	96%	91%	94%	95%	97%	96%	97%	100%	99%
	Sud						**Sud**					
ENEL	81%	85%	84%	84%	75%	85%	96%	88%	97%	95%	94%	93%
CR2	93%	93%	93%	94%	85%	94%	99%	99%	99%	99%	98%	97%
	Sicilia						**Sicilia**					
ENEL		50%	50%	51%	35%	50%						
Edipower	41%						62%	60%	60%	72%	66%	80%
CR2	81%	86%	84%	83%	60%	82%	82%	85%	88%	97%	88%	88%
	Sardegna						**Sardegna**					
ENEL	63%	65%	67%	69%	49%	67%	56%	67%	52%	62%	65%	66%
CR2	95%	98%	98%	98%	74%	97%	99%	99%	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazioni su dati Grtn

4 L'esercizio del potere di mercato collettivo nei mercati rilevanti all'ingrosso dell'energia elettrica

4.1 Il modello di oligopolio presente sui mercati rilevanti

L'analisi della struttura del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del potere di mercato unilaterale, condotta nel capitolo precedente, ha chiaramente mostrato che in Italia, in almeno tre dei mercati geografici rilevanti individuati (macronord, macrosud, macrosicilia), si ha una situazione di dominanza singola in capo ad ENEL. La peculiarità dei contesti oligopolistici che si determinano sui mercati rilevanti è dunque data dalla presenza, in ciascun mercato, di un operatore dominante (ENEL), che è l'unico ad avere una capacità di punire in maniera credibile eventuali comportamenti devianti dei concorrenti, ed una frangia di altri operatori minori. Unica eccezione è rappresentata dalla Sardegna dove gli elementi raccolti individuano la presenza di un duopolio costituito da ENEL ed Endesa.

L'analisi svolta ha dimostrato che l'operatore dominante nei mercati macronord, macrosud e macrosicilia, ENEL, ha anche interesse ad esercitare il proprio potere di mercato (al fine di incrementare i prezzi), divenendo così il *price maker* nei vari mercati.

Il modello di interazione oligopolistica che sembra prevalere sui mercati rilevanti della vendita all'ingrosso di energia in Italia è dunque del tipo *leader/followers* (ENEL con potere di mercato, i concorrenti con incentivo ad attuare strategie accomodanti per appropriarsi di una quota di rendita). Per le stesse modalità di funzionamento delle offerte in borsa e fuori borsa, è nell'interesse degli operatori concorrenti di ENEL (dotati di una capacità di offerta non paragonabile e con una localizzazione zonale non altrettanto articolata e limitati nella propria reazione dai vincoli imposti dai limiti di trasporto sulla rete), lasciare all'operatore con potere di mercato il ruolo di *price-maker,* e godere dei margini di profitto estraibili sulla rispettiva parte di domanda servita[56].

Del resto, proprio la diversa posizione e dotazione di capacità di offerta rendono gli operatori *followers* difficilmente in grado di porre in essere strategie di reazione, o comunque strategie credibili, alle scelte del *leader*; il loro incentivo è di accettare, per la parte di domanda di loro competenza, il margine di profitto - *mark up* - fissato, direttamente o indirettamente (ossia in borsa per il meccanismo del prezzo marginale ultimo accettato, oppure fuori borsa per l'implicito indirizzo che deriva dalle aspettative del prezzo di borsa) dall'operatore dominante. Viceversa, quest'ultimo dispone del potere di porre in essere credibili reazioni aggressive a scapito dei concorrenti, quindi tali da rendere incentivante il rispetto delle politiche da lui dettate senza il rischio di condotte "devianti". E' evidente che l'equilibrio di un assetto *leader/followers* vede questi ultimi in una posizione di accettazione passiva, spesso di marginalizzazione, quando la parte di domanda servita dai secondi nella zona risulta così limitata da rendere estremamente modesta la loro posizione; ovvero quando gli operatori *followers* subiscono gli effetti negativi di strategie di *leverage* adottate dall'operatore dominante in un'altra zona.

Se questo è il contesto attuale, il medio-lungo periodo potrebbe aprire altri e diversi scenari, soprattutto in funzione delle eventuali scelte di politica industriale in questo settore. Ad esempio, la creazione di nuove società di produzione (Genco), o la fissazione di nuovi tetti sulla quota aggregata detenuta dall'impresa *leader*, non accompagnate da misure di reale apertura dei mercati

[56] Data la struttura della funzione di costo degli impianti di generazione, soprattutto quelli cd "di base", una strategia aggressiva potrebbe, al limite, condurre a prezzi così bassi da comportare il rischio di non copertura dei costi medi; l'adozione di strategie accomodanti rispetto al *leader* che "fa il prezzo" potrebbe realisticamente essere la sola condotta razionale nell'ottica degli operatori *followers*.

in termini, tra l'altro, di superamento delle congestioni di rete, di sviluppo e rinnovo dei parchi di generazione, di avvio dei mercati a copertura del rischio e di nuova razionale/efficiente ubicazione degli impianti futuri, potrebbe muovere l'assetto di mercato da una situazione "leader-follower" ad una di oligopolio più simmetrico.

Come sarà nel seguito sviluppato, se l'assetto di mercato si muovesse verso questa configurazione, una serie di caratteristiche strutturali che si riscontrano nel settore elettrico potrebbero condurre, in contesto ripetuto, al razionale raggiungimento di un equilibrio tacitamente collusivo volto alla massimizzazione del profitto aggregato degli operatori, col rischio di una evoluzione dei prezzi all'ingrosso non dissimile di quella registrata attualmente nel contesto di dominanza singola.

La sussistenza delle condizioni verrà analizzata con esclusivo riferimento al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica così come è stato definito in precedenza. Il motivo per cui non verrà preso in considerazione anche il MSD, risiede nella circostanza che le indicazioni di struttura descritte al §2.3. appaiono così univoche nell'indicare la presenza di un operatore, ENEL, largamente dominante, da rendere poco interessante l'analisi, ancorché teorica ed in una ottica prospettica, in merito a possibili mutamente di tale assetto verso sviluppi di tipo collusivo.

BOX 12

La collusione

Secondo una definizione mutuata dalla teoria economica, la collusione è una situazione in cui alcune (o tutte) le imprese partecipanti ad un mercato formulano prezzi superiori ad un livello competitivo utilizzato come parametro di riferimento[57]*. Tale risultato si può ottenere sia attraverso un coordinamento esplicito del comportamento delle imprese, sia attraverso una serie di effetti coordinati che si determinano in un contesto puramente non cooperativo. Questi due possibili assetti, ritenuti ugualmente "collusivi" da un punto di vista economico (in quanto in grado di definire livelli dei prezzi superiori a quelli competitivi), richiedono però una diversa analisi ove si voglia valutare la collusione in un'ottica antitrust, quindi di liceità o meno della condotta.*

Da un lato, infatti, si ha la cd "collusione esplicita", che spazia del classico cartello volto alla fissazione del prezzo o alla ripartizione delle quote di mercato alla cd "pratica concordata", cioè a comportamenti consapevolmente orientati alla riduzione del grado di concorrenza tra imprese ; dall'altro lato, si ha la cd "collusione tacita", intesa come interazione tra imprese oligopolistiche che consente, grazie alla pura razionalità individuale, il raggiungimento di equilibri collusivi senza il bisogno di regole cogenti o meccanismi istituzionali vincolanti le imprese nella definizione delle proprie politiche commerciali.

La collusione esplicita sui prezzi o sulle quantità offerte configura sempre una violazione delle norme (nazionali e comunitarie) a tutela della concorrenza in materia di intese restrittive. Si tratta, dunque, di un caso di esercizio illecito di potere di mercato collettivo che è competenza dell'Autorità antitrust identificare e reprimere.

L'obiettivo dei soggetti aderenti all'intesa è una modifica delle rispettive strategie in modo da non attivare condotte aggressive e realizzare un equilibrio in grado di massimizzare il profitto aggregato del cartello.

Diversamente dalla collusione esplicita, i contesti di esercizio di potere di mercato tacitamente collusivo implicano una condotta razionale da parte di tutti gli attori sul mercato i quali, data la trasparenza, l'immediata osservazione/reazione e punizione, nonché l'assenza di fattori esterni, trovano individualmente incentivante attenersi a strategie di prezzo superiori a quelle aggressive in contesti competitivi. In altri termini, dato il contesto di interazione dinamica tipica dei mercati oligopolistici, e in presenza di un reale rischio di trigger strategies (ossia di reazione con la massima punizione in termini di prezzi aggressivi), le imprese partecipanti giungono ciascuna a ritenere preferibile l'applicazione di prezzi superiori a quelli di un contesto competitivo, potendo realizzare profitti superiori a quelli conseguibili adottando politiche aggressive, con successiva reazione a catena in termini di guerra di prezzi da parte dei terzi. Nel condurre una simile valutazione, centrale è il valore attribuito al fattore "tempo" dagli operatori, ossia la loro più o meno elevata propensione all'attesa misurata dal c.d. fattore di sconto. Proprio in considerazione del fatto che l'esito collusivo, ossia il raggiungimento e il mantenimento di equilibri superiori a quelli competitivi, deriva, in questo caso, dalla razionale valutazione svolta da ciascun operatore in modo indipendente, tali condotte sono da ritenersi lecite dal punto di vista antitrust.

[57] Il *benchmark* di prezzo cui confrontare i prezzi effettivi è quello che proviene da un equilibrio che si determina in un gioco competitivo non ripetuto in cui le imprese si incontrano una sola volta sul mercato, ed in cui competono sulle quantità offerte (concorrenza à la *Cournot*), o sul prezzo (concorrenza à la *Bertrand*).

4.2 Fattori che incentivano la collusione tacita

Di grande complessità è il comprendere, se l'esito apparentemente tacito di un equilibrio non competitivo, non sia in realtà il frutto di condotte concordate e quindi illecite. Ad esempio, l'osservazione di prezzi stabilmente alti sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, accompagnati da comportamenti paralleli nella determinazione delle offerte di energia sul mercato organizzato da parte delle imprese partecipanti, affinché possa integrare una violazione delle norme antitrust in materia di intese lesive della concorrenza deve essere accompagnata da una analisi volta a provare, ad esempio:

a) l'esistenza di pratiche concordate facilitanti ex-ante l'esito collusivo quali, ad esempio sistemi di scambi di informazioni commercialmente sensibili[58];

b) sistemi di punizione pre-definiti e potenzialmente applicabili ex-post.

Seguendo le recenti "linee guida" della Commissione Europea per la valutazione delle operazioni di concentrazione di natura orizzontale[59] è possibile identificare una serie di condizioni che facilitano l'instaurarsi di equilibri tacitamente collusivi tra imprese partecipanti ad un medesimo mercato. Si tratta di tre condizioni principali che, a loro volta, si declinano in una serie di sottocondizioni che ne specificano in dettaglio il contesto applicativo, e che sono alla base del concetto di "dominanza collettiva" utilizzata nel diritto antitrust anche nella valutazione delle operazioni di concentrazione. L'esame prenderà in considerazione sia caratteristiche generali dell'industria elettrica, che si ripropongono in qualsiasi contesto specifico, sia elementi desunti dall'analisi del contesto strutturale del mercato italiano[60].

Le imprese devono essere in grado di verificare facilmente se i termini del coordinamento vengono rispettati.

Condizione necessaria ma non sufficiente è la possibilità che ogni impresa partecipante al mercato possa, autonomamente, monitorare il comportamento delle altre imprese ed interpretare correttamente i segnali che da questo provengono. Affinché questa condizione sia soddisfatta, una serie di caratteristiche, principalmente di natura strutturale, devono essere verificate sul mercato in questione.

Trasparenza delle informazioni rilevanti al coordinamento*:* la relazione tra grado di trasparenza delle informazioni ed incentivi alla collusione tacita appare di immediata percezione. Maggiore la trasparenza sulle principali variabili concorrenziali (prezzi e quantità su tutte), più facile, in un contesto oligopolistico, modulare il proprio comportamento tenendo conto della possibile reazione degli altri operatori. Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano come descritto nel precedente §3 appare caratterizzato da un lato da un elevato grado di condivisione delle informazioni tra i produttori e dell'altro da condizioni di elevata trasparenza.

Con riferimento al primo punto va ricordato che le principali società di produzione sono nate come cessioni di rami d'azienda di ENEL. Per quanto riguarda invece la trasparenza, presso la sede centralizzata degli scambi sono disponibili, sebbene con ritardi diversi, informazioni di natura sensibile sui volumi scambiati, sui prezzi zonali, sul PUN che paga la domanda di energia; sono altresì pubbliche le informazioni relative ai volumi di energia scambiati sulla base di rapporti

[58] In sintesi, le imprese possono colludere ponendo in essere una serie di "pratiche facilitanti" (non necessariamente collegati alla fissazione dei prezzi o delle quote di produzione) che qualificano l'esito di mercato non come uno spontaneo adeguamento a condizioni esogene, quanto, piuttosto, come l'esito di un intelligente adeguamento nei comportamenti finalizzato al raggiungimento di un obiettivo comune (segnatamente la massimizzazione dei profitti congiunti). Un tipico caso di pratica facilitante che appare in grado di qualificare come intesa vietata un comportamento parallelo osservato nella formulazione delle offerte sul mercato dell'energia da parte di un gruppo di imprese è, ad esempio, uno scambio di informazioni sui cicli di manutenzione o sulle indisponibilità degli impianti di generazione.

[59] "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali" (2004/C 31/3)..

[60] Per un esercizio simile applicato al mercato dell'energia all'ingrosso dei paesi nordici (Danimarca, Svezia, Norvegia e Finlandia) si rimanda al rapporto congiunto delle Autorità di concorrenza di quei paesi " A powerful competition policy" (2003), pagg. 63 e ss., disponibile sul sito dell'autorità svedese di concorrenza http://www.kkv.se.

bilaterali (si tratta di energia che "passa" sulla piattaforma di mercato a fini di dispacciamento). Naturalmente i prezzi a cui i contratti bilaterali vengono sottoscritti sono informazioni riservate (ancorché si sia argomentato nel §2.2 che esiste una relazione tra prezzi di borsa e prezzi dei contratti bilaterali). A controbilanciare i possibili effetti pro-collusivi di questa condivisione di informazioni tra i partecipanti al mercato all'ingrosso concorrono due effetti: (i) in primo luogo, il fatto che alcune informazioni commercialmente sensibili, in particolare le quantità offerte sul MGP e MA, sono rese note con un ritardo di un anno, che appare sufficiente ad escludere l'utilizzo di questi dati per formulare le proprie strategie giornaliere; (ii) in secondo luogo, il fatto che a beneficiare di tali informazioni, oltre ai soggetti che offrono energia sul mercato all'ingrosso, sono anche i consumatori all'ingrosso di energia. Con riferimento a quest'ultimo aspetto è noto che il possesso di una più accurata informazione su azioni e strategie imprenditoriali anche da parte dei consumatori è un elemento in grado di modificare gli esiti di equilibrio dei mercati e può generare effetti positivi sulla concorrenza[61].

Stabilità della domanda e dell'offerta: la presenza di domanda ed offerta stabili nel tempo consente alle imprese di non scambiare shock esogeni che colpiscono queste grandezze per effetti derivanti dal comportamento di mercato dei rivali. Si tratta, dunque, di un elemento che facilita il raggiungimento di equilibri collusivi taciti. Nel caso del mercato all'ingrosso dell'energia, la domanda di breve periodo è stabile per definizione. Nel medio-lungo periodo, processi di sostituzione o di incremento dello stock di macchinari che consumano energia (si pensi ai condizionatori d'aria con riferimento ai consumi domestici) possono incrementare la domanda, ma si tratta di fenomeni prevedibili e misurabili dalle imprese. L'offerta di energia elettrica, intesa come stock di capacità installata, è anch'essa rigida nel breve periodo, dati i tempi di realizzazione di nuovi impianti di generazione o di linee di interconnessione con l'estero e le esigenze di manutenzione e ammodernamento del parco impianti.

Non complessità del contesto economico in cui le imprese competono: il mercato dell'energia, in particolare se organizzato attraverso una serie di luoghi centralizzati di scambio spot ed a termine, è una istituzione molto complessa e tale complessità è sicuramente un fattore che potrebbe operare nel senso di rendere la collusione più difficile; d'altro canto, la ripetitività (giornaliera) delle operazioni necessarie al funzionamento del mercato determina sicuramente un processo di apprendimento, da parte delle imprese, volto ad appianare tali difficoltà.

Numero non eccessivo di concorrenti (concentrazione dell'offerta): la relazione tra grado di concentrazione dell'offerta e collusione tacita deriva dal fatto che quanto più concentrato è un mercato tanto più facile è il monitoraggio dei comportamenti e dunque la possibilità di effetti coordinati. Come emerge dall'analisi svolta nel §3.2.2, i mercati geografici rilevanti all'ingrosso di energia italiano si caratterizzano tutti per un elevato grado di concentrazione dell'offerta.

Omogeneità del prodotto: Questo elemento, nella misura in cui impedisce forme di *non price competition* o di competizione "di nicchia", tipiche dei mercati differenziati, incentiva la formazioni di equilibri collusivi taciti. L'energia elettrica è percepita dai consumatori come un bene largamente omogeneo che non ha sostituti diretti. Sul punto, però, si deve osservare che la teoria economica non è giunta ad una valutazione definitiva, nel senso che, se da un lato l'omogeneità rende più severa la reazione punitiva a condotte devianti di uno o più soggetti (nel senso che la domanda non è catturata da prodotti differenziati, quindi completamente mobile alle riduzioni di prezzo), dall'altro, la stessa omogeneità incentiva gli operatori a non attenersi all'equilibrio tacitamente collusivo potendo sottrarre una notevole parte di domanda ai concorrenti (proprio perché non legata ad un prodotto differenziato).

Caratteristiche della domanda che facilitano la ripartizione dei clienti: la domanda elettrica che partecipa al mercato all'ingrosso (AU, grossisti, grandi clienti industriali) è fortemente segmentabile in quanto facilmente individuabile sino al livello dei singoli siti di consumo. Tale

[61] Tali effetti positivi sulla concorrenza possono derivare da una duplicità di cause. In primo luogo, l'incremento di trasparenza a beneficio dei consumatori accresce (nei limiti consentiti nel caso dell'energia elettrica) l'elasticità della domanda e ciò, anche solo dal punto di vista dell'analisi statica, comporta prezzi di equilibrio più bassi. In secondo luogo, in un contesto dinamico, l'accresciuta elasticità della domanda percepita da ciascuna impresa, può rendere meno stabili accordi collusivi taciti (nel senso di aumentare l'incentivo verso comportamenti devianti rispetto all'equilibrio tacitamente collusivo) .

condizione di segmentabilità della domanda è resa oltremodo più forte a causa dalla natura bilaterale di gran parte delle contrattazioni che avvengono sul mercato all'ingrosso dell'energia italiano. Da questo punto di vista, ogni operatore è sempre in grado di sapere se un concorrente formula una offerta ad un proprio cliente. Tutto ciò è un elemento facilitante la collusione.

Simmetria delle imprese (in termini di costi di produzione, quote di mercato, livello di capacità produttiva ed integrazione verticale): l'idea alla base di questa condizione è che quanto più le imprese sono simili, in termini di dimensione, efficienza tecnica, grado di integrazione verticale, tanto più facile è l'instaurarsi di condizioni collusive, mancando incentivi a deviare da parte dell'operatore con funzioni di costo superiori (in termini di efficienza).

Diffusione di partecipazioni incrociate e/o di imprese comuni nel mercato: Nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, si evidenzia un certo grado di partecipazioni incrociate e di imprese comuni tra concorrenti. Si tratta, in primo luogo, delle partecipazioni relative al cd contratto di *tolling* che regola il funzionamento di EDIPOWER. La società è controllata da Edison S.p.A. che, detenendo una partecipazione del 40% del capitale sociale, è in grado di esercitare il controllo esclusivo su EDIPOWER in virtù delle previsioni statutarie e dei patti parasociali stipulati con gli altri soci industriali; ma è anche partecipata da altri soggetti che operano anche singolarmente nell'attività di offerta di energia all'ingrosso sui mercati geografici rilevanti, ossia AEM S.p.A., Aar e Ticino SA di Elettricità (ATEL) e AEM Torino S.p.A., che detengono quote rispettivamente pari al 16%, le prime due, e all'8%[62]. Un altro caso è quello relativo all'impresa comune tra ENERGIA, ELECTRABEL e ACEA finalizzata all'acquisizione del controllo congiunto di TIRRENO POWER da parte di ELECTRABEL ed ENERGIA, al fine della produzione in comune di energia elettrica tramite TIRRENO POWER ed alla ripartizione dell'energia elettrica prodotta tra ELECTRABEL, ENERGIA e ACEA[63].

Scarso ruolo dell'innovazione: l'innovazione che rileva nel mercato dell'energia rientra nella cd "innovazione di processo", cioè di scoperta o perfezionamento di tecnologie di generazione. In ogni caso la diffusione dei processi innovativi è abbastanza allargata (cioè non è limitata agli operatori *incumbents*); si pensi ad esempio al massiccio ingresso di nuovi operatori su vari mercati attraverso la costruzione di centrali a ciclo combinato (CCGT). Inoltre, la posizione di mercato degli operatori non appare direttamente connessa al grado di innovazione utilizzato nei processi produttivi di generazione elettrica (ma alla ripartizione geografica e per tipologia del proprio parco elettrico)

Devono essere presenti di meccanismi di deterrenza di possibili deviazioni dal comportamento coordinato

Affinché la collusione sia sostenibile nel tempo, le imprese che intendono deviare dal comportamento collusivo devono essere consapevoli che la reazione delle altre imprese ad un proprio comportamento deviante arreca detrimento all'insieme dei partecipanti e, scontando in anticipo l'effetto di tale possibile ritorsione, sono dissuase dal porre in essere tali comportamenti devianti. Le caratteristiche del mercato necessarie al soddisfacimento di questa seconda condizione sono:

a) la possibilità che il tempo di reazione delle altre imprese a comportamenti devianti di una di loro (cd "retaliatory lag") sia molto breve;

b) la presenza di interazioni frequenti e ripetute tra concorrenti;

c) la credibilità del meccanismo di ritorsione (in che implica l'incentivo a implementare realmente la reazione punitiva in casi di osservata strategia deviante da parte di uno o più operatori);

[62] Cfr. il provvedimento dell'AGCM n. 12472 "I591 - EDIPOWER/EDISON TRADING/AEM TRADING/ATEL ENERGIA/SIET" in bollettino n. 52/2003.

[63] Cfr. il provvedimento dell'AGCM n. 12069 "I561 - ELECATRABEL/ENERGIA/TIRRENO POWER" in bollettino n. 23/2003.

d) la presenza di cd “multi market contact” (così che la minaccia di ritorsione può estendersi anche su di un mercato diverso da quello su cui è avvenuta la deviazione dal comportamento collusivo).

Le prime due caratteristiche individuate nell’elenco sopra, che tra l’altro appaiono come le più importanti, sono sicuramente presenti nel mercato all’ingrosso dell’energia elettrica italiano. La presenza di un mercato centralizzato delle offerte giornaliero individua la possibilità che la punizione per un comportamento deviante da un percorso tacitamente collusivo sia rapidissima; le eventuali imprese devianti dovranno pertanto calcolare i guadagni da deviazione utilizzando un fattore di sconto molto elevato.

Attualmente, l’operare di queste condizioni, come già detto, conduce ad un assetto “leader-follower”. Infatti, si registra_

a) la presenza sul mercato italiano di un operatore *incumbent* i cui impianti sono “indispensabili” per la copertura della domanda all’ingrosso dell’energia nella maggioranza delle ore della giornata, e che appare un elemento sufficiente a ritenere credibile una strategia di ritorsione;

b) la diversa ripartizione geografica degli impianti di generazione tra le varie aree del paese, con gli impianti concorrenti di ENEL che si concentrano nella parte settentrionale e che dunque, dato il meccanismo dei prezzi zonali, rende conveniente per ENEL una “punizione”, tramite la fissazione di prezzi bassi, ai propri concorrenti nel Nord, ed un mantenimento di prezzi elevati nella altre aree del paese.

Quanto, infine, alla presenza di più mercati nei quali gli operatori si incontrano e dove possono essere poste in essere le strategie punitive ad eventuali deviazioni dall'equilibrio raggiunto tacitamente (cd “*multimarket contacts*”), è sufficiente osservare che i principali operatori sul mercato all’ingrosso dell’energia elettrica operano quasi tutti anche sul mercato dell’approvvigionamento e della vendita di gas naturale; in particolare, ENEL, *incumbent* sul mercato dell’energia, attualmente compra una grossa fetta dei propri approvvigionamenti di gas naturale, impiegato nelle centrali di generazione, da ENI la quale, tramite la propria controllata ENIPOWER, rappresenta, oltre le tre ex Genco’s, l’unico nuovo ingresso nel settore della generazione elettrica.

Le reazioni delle imprese esistenti non partecipanti al coordinamento, dei concorrenti potenziali e dei clienti finali devono essere tali da non pregiudicare i risultati attesi del coordinamento

La terza condizione afferisce alla tenuta dell’accordo collusivo implicito grazie all’esercizio di fattori di disturbo esterni agli operatori che agiscono in modo tacitamente collusivo. In altri termini riguarda la possibile reazione delle imprese non partecipanti al coordinamento, dei potenziali entranti e dei consumatori agli effetti, in termini di prezzi elevati, derivanti dal coordinamento. Le caratteristiche del mercato necessarie al soddisfacimento di questa terza ed ultima condizione sono:

a) una bassa elasticità dell’offerta delle imprese non partecipanti al coordinamento (presenza di vincoli sulla capacità produttiva, tecnologie produttive non immediatamente flessibili);

b) bassa elasticità della domanda finale al prezzo;

c) difficoltà di ingresso da parte di concorrenti potenziali (barriere legali ed economiche all’ingresso).

Le prime due sub-condizioni (sulla elasticità dell’offerta e della domanda di energia) risultano ampiamente soddisfatte nel mercato all’ingrosso dell’energia. Con riferimento all’elasticità dell’offerta questa è tanto più forte quanto più rigide sono le tecnologie di generazione impiegate (ad esempio, un impianto cd “di base” presenta una spiccata rigidità di utilizzo).

Quanto all’esistenza di barriere all’ingresso sul mercato dell’approvvigionamento all’ingrosso dell’energia elettrica, si osserva che la costruzione di nuove centrali di generazione rappresenta una attività ad alta intensità di capitale, connotate da investimenti fortemente specifici, sottoposte ad una serie di autorizzazioni amministrative e, fattore molto spesso risolutivo, avversate dalle popolazioni insediate sui territori dove questi investimenti dovrebbero essere realizzati. Queste

difficoltà, sebbene su scala diversa (in particolare con riferimento agli aspetti economici dell'investimento), si ritrovano con riferimento ad investimenti nella a realizzazione di nuove linee di interconnessione con l'estero (considerate come sostituti di nuove centrali sul territorio nazionale). Date queste condizioni, la persistenza nel tempo di prezzi elevati dovuti alla collusione tacita delle imprese (o delle principali imprese) partecipanti al mercato non garantisce (se non nel lungo periodo) l'instaurarsi di meccanismi di entrata di nuovi operatori in grado di esercitare una pressione verso il basso dei prezzi.

4.3 Conclusioni

L'attuale assetto oligopolistico prevalente sui mercati rilevanti all'ingrosso dell'energia elettrica, unitamente alle condizioni strutturali del settore riassunte nel paragrafo precedente, spiegano il perché il modello "leader-follower" sia quello che raffigura meglio, al momento, le dinamiche competitive prevalenti.

Questa condizione, tuttavia, potrebbe mutare ove si dovessero registrare cambiamenti nella direzione di una riduzione del peso relativo di ENEL rispetto ai propri concorrenti attraverso nuovi interventi di dismissione forzata di capacità produttiva. In questo caso, infatti, un riequilibrio dell'assetto verso un oligopolio più simmetrico, alla luce delle condizioni strutturali discusse nel precedente paragrafo, potrebbe non garantire una evoluzione della dinamiche di prezzo verso esiti marcatamente concorrenziali: ad una situazione di dominanza singola, infatti, potrebbe sostituirsi un'altra di dominanza collettiva (tacitamente collusiva).

Questa conclusione implica la necessità di non limitare gli interventi di politica industriale nel settore elettrico alla mera fissazione di tetti all'operatore dominante, quanto, anche, alla definizione delle condizioni per limitare il ruolo di ENEL attraverso lo sviluppo di misure di reale apertura dei mercati in termini, tra l'altro, di superamento delle congestioni di rete, di sviluppo e rinnovo dei parchi di generazione, di avvio dei mercati a copertura del rischio e di nuova razionale/efficiente ubicazione degli impianti futuri, di realizzazione di investimenti nell'interconnessione con l'estero al fine di incentivare l'ingresso di energia concorrenziale.

5 Regolazione e Antitrust in materia di concorrenza

L'analisi condotta nei precedenti capitoli fornisce elementi sufficienti per qualificare la posizione degli operatori nei diversi mercati geografici rilevanti (mercato all'ingrosso e MSD) e per valutare, sia in un'ottica regolatoria che antitrust , le strategie da questi posti in essere. Come si evidenzierà nel seguito, la ricerca della linea di demarcazione tra le due valutazioni non è sempre di facile individuazione, soprattutto quando si tratta di analizzare l'impatto sui prezzi dell'energia dell'esercizio di potere di mercato unilaterale. Si cercherà, quindi, di chiarire come le condotte degli operatori sui mercati debbano essere esaminate sia dall'autorità a tutela della concorrenza che dal regolatore di settore, nonché i diversi obiettivi perseguitied i punti di tangenza tra interventi regolatori e antitrust, soprattutto in termini di indirizzi per modificare sia gli assetti di mercato che le condotte degli operatori verso una prospettiva di reale concorrenza ed apertura dell'intero settore.

Affinché si possano creare condizioni strutturali di concorrenzialità del mercato è necessario che le due autorità intervengano in maniera coordinata, individuando nell'ambito delle rispettive competenze le misure da disporre ex-ante sulle condizioni strutturali di funzionamento del medesimo (regolatore), e gli interventi ex- post di valutazione e sanzione dei possibili illeciti (antitrust).

5.1 Predisposizione delle condizioni essenziali al funzionamento del mercato elettrico e promozione della concorrenza

Una importante funzione dell'autorità di regolazione è quella di creare le condizioni di sistema affinché gli operatori (distributori, produttori, grossisti e clienti finali) e il Grtn possano assumere decisioni di investimento, di produzione e di consumo efficienti ed efficaci. Ciò sottintende interventi sulla struttura e sul disegno del mercato elettrico volti ad assicurare che questi sia in grado di offrire corretti segnali sia di breve che di lungo termine circa le condizioni di domanda e offerta delle varie risorse in esso negoziate a livello locale e nazionale. Tali segnali, avendo la finalità di indurre gli operatori a effettuare scelte corrette circa l'investimento in nuova capacità produttiva e/o in nuova capacità di trasmissione/distribuzione, debbono guidare la localizzazione degli investimenti sul territorio, nonché la scelta delle tecnologie da adottare. Essenziale, quindi, in una prospettiva ex-ante è che i segnali di mercato siano non distorti e recepiti dai giusti destinatari.

Gli interventi dell'AEEG volti a predisporre le condizioni di sistema di cui sopra debbono essere effettuati in modo da favorire la trasparenza del mercato e garantire la non discriminazione fra gli operatori nell'accesso al sistema.

Fra gli interventi che rientrano nella suddetta funzione sono da annoverare:

- la progettazione e messa in opera di un mercato della capacità di generazione;
- l'approvazione dei piani di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e delle interconnessioni con l'estero;
- la predisposizione di strumenti per la copertura dal rischio derivante dalla volatilità dei prezzi dell'energia elettrica e dei corrispettivi di assegnazione della capacità di trasporto;
- la progettazione di un più efficiente sistema di bilanciamento e di regolazione delle partite economiche che traggono origine dalla differenza fra la posizione "fisica" e la posizione "commerciale" di ciascun operatore nel sistema;

- L'eventuale articolazione del mercato per il servizio di dispacciamento in mercati destinati alla specifica negoziazione di singole risorse per il dispacciamento.

5.2 Monitoraggio del funzionamento dei mercati

Al fine di valutare l'efficienza e l'efficacia degli interventi effettuati sulla struttura e sul disegno di mercato nonché per valutare gli effetti di eventuali comportamenti opportunistici assunti dagli operatori, si rende necessaria un'attività di monitoraggio degli esiti del mercato. Tale attività è svolta, seppure con tempi e finalità differenti, sia dall'autorità di regolazione che dall'autorità antitrust.

Mentre l'AEEG esercita una funzione continuativa di monitoraggio del mercato, l'AGCM opera ogni qual volta si ravvisi una specifica violazione della normativa antitrust. Al fine di consentire l'espletamento di tale funzione, il Gme e il Grtn, con cadenza mensile, calcolano e comunicano all'AEEG degli indici di mercato costruiti secondo i criteri stabiliti dalla medesima AEEG nella deliberazione n. 21/04, come successivamente modificata e integrata.

Nell'ambito del monitoraggio, l'autorità di regolazione del settore opera in una prospettiva finalizzata a controllare e valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato, il grado di concorrenzialità del mercato, nonché l'efficacia delle regole di funzionamento dei mercati. Un simile controllo ha, tra l'altro, lo scopo di consentire al regolatore di accertare se l'esistenza di anomalie nei prezzi siano attribuibili a situazioni contingenti, relative a indisponibilità di elementi di rete (vale a dire scarsità di capacità di trasporto) o alla motivata indisponibilità di unità di produzione (vale a dire scarsità di offerta), oppure a condotte strategiche volutamente poste in essere dagli operatori di mercato e finalizzate a sfruttare il loro potere di mercato.

A tale proposito, anche sulla scorta delle esperienze condotte all'estero, va tuttavia rilevato che l'attività di monitoraggio del comportamento degli operatori sul mercato elettrico risulta più complessa e onerosa di quanto normalmente avviene in altri mercati e richiede uno stretto coordinamento tra l'autorità di regolazione, l'autorità antitrust, il gestore del mercato e il gestore della rete.

La ragione di tale complessità è triplice:

- la mole di dati da analizzare è molto corposa;
- l'analisi delle strategie degli operatori e degli equilibri di mercato è resa estremamente complessa dalla presenza di una molteplicità di vincoli non lineari all'operare dei soggetti e di relazioni, anche intertemporali, di non facile rappresentazione;
- dati i citati vincoli e le relazioni intertemporali, il disegno dei mercati è estremamente difficoltoso e spesso fonte di distorsioni ai comportamenti degli operatori.

Per quanto concerne in particolare i vincoli tecnici e le relazioni intertemporali si consideri, ad esempio, la complessità connessa con la stima delle curve di costo di generazione di breve periodo degli operatori ai fini dell'analisi delle loro strategie e degli esiti del mercato. Tale complessità deriva da una molteplicità di fattori, tra cui la presenza di:

- vincoli intertemporali: gli impianti idroelettrici a bacino sono caratterizzati oltre che dai consueti limiti di potenza anche da ben più stringenti limiti di energia. Anche gli impianti termici sottoposti a vincoli ambientali stringenti sul numero di ore di produzione si confrontano con un analogo problema di ottimizzazione intertemporale della loro produzione;
- vincoli di gradiente: analogamente, sebbene su un orizzonte più ristretto, qualsiasi impianto è soggetto ai cosiddetti vincoli di gradiente (rampe) che non gli consentono di variare la potenza erogata più velocemente di un certo tasso di incremento/decremento (MW/minuto);

- non convessità nella funzione di costo: le funzioni di costo, specie quelle degli impianti termoelettrici, sono caratterizzate da elementi di non convessità, quali i costi di accensione e spegnimento;
- interrelazioni fra i mercati: le offerte dei produttori internalizzano anche i costi opportunità derivanti dalle opportunità di arbitraggio rispetto a mercati dei fattori produttivi (input combustibili) e dei prodotti finali;
- vincoli di trasmissione: l'esistenza di vincoli di trasmissione complica ulteriormente la valutazione dei costi opportunità degli operatori per le opportunità di arbitraggio fra il mercato dell'energia e il mercato di risoluzione delle congestioni.

La complessità dell'attività di monitoraggio ha avuto, specie negli Stati Uniti, una molteplicità di effetti. Gli ISO americani della California, di New York, del New England e del PJM hanno predisposto dei nuclei di monitoraggio del mercato (Market Monitoring Unit) che contano fra le 10 e le 30 persone. La stessa FERC si è attrezzata predisponendo uno staff (Office of Market Oversight and Investigations) per lo studio dei mercati, l'identificazione dei problemi e la vigilanza sulla effettiva implementazione delle sue direttive.

Il regolatore italiano ha costituito un apposito Nucleo per il monitoraggio della borsa e del dispacciamento di merito economico (denominato IPEXED), che opera all'interno della Direzione energia elettrica dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

5.3 Interventi regolatori per il controllo del potere di mercato

L'accertamento di problematiche strutturali o comportamentali, sottostanti la formazione dei prezzi e, più in generale, connesse con il funzionamento dei mercati è indispensabile al regolatore per valutare l'opportunità di modificare o sviluppare appositi strumenti di mercato volti a limitare il ripetersi di simili evoluzioni. Sul punto è rilevante sottolineare che tali interventi regolatori richiedono una armonizzazione continua con gli interventi antitrust volti alla tutela del mercato. Le misure di controllo delle politiche di prezzo comportano infatti inevitabili distorsioni ai segnali che il libero operare della concorrenza dovrebbe fornire al mercato. Gli interventi regolatori appaiono d'altro canto indispensabili in fasi di transizione verso un assetto liberalizzato, purché definiti in modo da minimizzare i suddetti effetti distorsivi. A tale proposito va tuttavia sottolineato che interventi di regolamentazione volti a controllare il comportamento degli operatori, così come gli interventi antitrust, non possono essere sostituti degli interventi strutturali sull'offerta o sulla domanda di energia elettrica, essendo solo questi ultimi la modalità corretta ed efficace per modificare il funzionamento del mercato e per indurre strategie competitive da parte degli operatori.

Intervento regolatorio e intervento antitrust debbono quindi essere visti come modalità di intervento ex-ante ed ex-post volte a correggere distorsioni nelle strategie degli operatori o criticità connesse con il disegno dei mercati. In quest'ottica, le analisi sulla evoluzione dei prezzi condotte dal regolatore e finalizzate ad accertare distorsioni circoscritte ad archi temporali limitati, possono condurre ad un successivo inquadramento delle medesime secondo le fattispecie previste dal diritto antitrust, se poste in essere da un soggetto dominante che persegue una strategia sufficientemente articolata e ripetuta nel tempo a scopo escludente, di ostacolo all'entrata o di distorsione degli assetti competitivi attuali o potenziali.

5.4 Accertamento delle condotte illecite in una prospettiva antitrust

In una prospettiva antitrust, limitatamente alle strategie di esercizio di potere di mercato unilaterale, la distinzione tra condotte unilaterali lecite e condotte illecite è strettamente legata a due

accertamenti contestuali: (i) la posizione dominante dell'operatore, (ii) la finalità che questi persegue.

Come sintetizzato nel §3.2.4., la posizione dominante è il requisito da accertare affinché l'operatore possa ritenersi soggetto a speciali responsabilità, quindi per ritenere abusive forme di esercizio del potere di mercato tali da restringere/distorcere o limitare il confronto competitivo. Nel settore elettrico la dominanza è (i) dimostrabile alla luce della posizione detenuta in termini di dimensioni, composizione per tecnologia e ubicazione del parco di generazione; (ii) normalmente segnalata nel mercato con l'acquisizione del ruolo di operatore pivotale nella fissazione del prezzo, in modo stabile e su una quota di domanda servita rilevante. E' infatti grazie ai citati elementi strutturali che l'operatore assume la capacità di essere *insostituibile* nelle strategie adottate, quindi in grado di agire in modo sostanzialmente autonomo e stabile rispetto ai concorrenti e ai clienti.

Il secondo passaggio consiste nello stabilire quando le condotte dell'operatore dominante rientrano nell'esercizio lecito del potere di mercato unilaterale, oppure in una condotta abusiva, quindi illecita. E' possibile affermare che l'esercizio è lecito quando si tratta di una condotta individualmente razionale, ossia volta alla massimizzazione della funzione di profitto dell'impresa che la pone in essere e non, invece, alla creazione di strategie escludenti o di ostacolo all'ingresso/permanere dei concorrenti sul mercato rilevante, o ancora al trasferimento della dominanza in altre aree/mercati.

Elemento fondamentale per discernere tra esercizio lecito o illecito, in termini antitrust, del potere di mercato, è quindi l'accertamento che le condotte siano solo riconducibili all'obiettivo dell'operatore di massimizzare la propria funzione di profitto.

L'illiceità è invece connessa al perseguimento di un obiettivo diverso e consistente nell'alterazione dell'assetto di mercato, attraverso lo sfruttamento del potere di mercato allo scopo di limitare la capacità competitiva dei terzi[64]. Il confine tra lecito ed illecito è quindi sostanzialmente legato all'uso del potere di mercato al solo fine di realizzare il massimo profitto, dato l'assetto competitivo esistente– nel qual caso vi è piena liceità nella condotta – oppure al fine di danneggiare, ostacolare, impedire l'ingresso o il permanere sul mercato dei concorrenti (via politiche di rifiuto a contrarre, sottrazione della clientela con strategie fidelizzanti, ecc).

I precedenti dell'AGCM, proprio nel settore elettrico, forniscono esempi di tali condotte illecite: il ricorso a politiche commerciali tali da comportare una esclusiva di fatto, l'applicazione di sconti fidelizzanti connessi a rischi volume immotivati o, ancora, "clausole inglesi" tali da assicurare all'operatore dominante un vantaggio informativo, oltre che un vero diritto di prelazione, rientrano nelle condotte abusive lesive della legge antitrust[65].

Se i casi sopra citati risultano meglio qualificabili come esercizio abusivo del potere di mercato, più complesso è il caso in cui l'oggetto dell'analisi si fonda sulla evoluzione di prezzi ritenuti eccessivamente onerosi, fattispecie espressamente prevista come caso di abuso di posizione dominante sia dall'articolo 82 del Trattato di Roma sia dall'articolo 3 della legge 287/90. Si tratta di una valutazione non facile, in quanto implica l'applicazione della fattispecie di abuso di posizione dominante nel caso di condotte finalizzate allo sfruttamento del potere di mercato attraverso la fissazione di prezzi più elevati rispetto a quelli che un operatore fisserebbe, in condizioni di efficienza, per massimizzare i propri profitti. In questo senso l'applicazione della nozione di "prezzo eccessivamente oneroso" appare economicamente complessa, dovendo dimostrarsi, in realtà, che

[64] Si deve aggiungere sul punto che l'esercizio lecito di potere di mercato può anche essere il risultato di una maggiore efficienza detenuta da una impresa sul mercato (ad es. migliori tecnologie di generazione rispetto alle altre imprese), ed in quanto tale è un indicatore, ove osservato, di un corretto funzionamento di un mercato competitivo: da un lato, infatti, il livello dei prezzi (e dunque dei profitti) guadagnati sul mercato dall'impresa dotata di potere di mercato unilaterale costringerà le imprese esistenti, per sopravvivere, a porre in atto iniziative volte ad aumentare la propria efficienza (ad esempio rimodulazione del parco di generazione) e contrastare l'azione delle impresa *leader*; dall'altro lato, queste stesse condizioni incentiveranno i processi di entrata di nuovi operatori.

[65] Una "clausola inglese" pone l'obbligo al cliente di informare il fornitore di ogni eventuale offerta migliorativa ricevuta da altri operatori così da consentire al fornitore stesso di modificare la propria offerta modulandola su quella della concorrenza. Si vedano le decisioni dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) A263 "Unapace-ENEL" in bollettino 13-14/1999 e A333 "ENEL trade-clienti idonei" in bollettino 48/2003.

il prezzo fissato non risponde alla mera logica della massimizzazione dei profitti dell'impresa dominante, bensì ad una più ampia strategia, che implicitamente comporta un uso inefficiente delle risorse e conseguente trasferimento di tale inefficienza sui prezzi.

In altri termini, parlare di fattispecie abusiva nella forma di prezzi eccessivamente onerosi non significa, e non può significare, comparare la strategia dell'impresa con un livello di prezzi efficienti qualora il mercato fosse realmente competitivo. Un simile errore implicherebbe confondere il ruolo di una autorità antitrust con quello attribuito all'autorità di regolazione del settore.

Più correttamente, il prezzo "eccessivamente oneroso" deve rivelarsi tale perché esito non della mera scelta razionale di massimizzazione dei profitti, ma perché effetto di una strategia di massimizzazione più ampia, nel senso che incorpora un obiettivo di alterazione del mercato a fini escludenti, di impedimento all'ingresso, di trasferimento del potere di mercato o di discriminazione a danno dei concorrenti. Detto altrimenti, l'analisi che sembra più corretta, qualora si debba valutare una "anomala" evoluzione dei prezzi in un mercato con un operatore dominante, non consiste nel comparare tali livelli di prezzi per accertarne l'"eccessiva onerosità", ma quello di dimostrare se tale strategia sia l'esito di un obiettivo diverso.

In tale prospettiva, la strategia dell'operatore dominante nel fissare i prezzi all'ingrosso dell'energia in una macrozona, potrebbe essere vista come condotta abusiva se utilizzata dall'operatore stesso come modalità per porre in essere forme di *trasferimento* del potere di mercato detenuto in una zona su un'altra (c.d *leverage*). Ancora, l'abuso potrebbe ravvisarsi quando la strategia di prezzo non risulta definita con riferimento allo specifico mercato geografico (o del prodotto) ritenuto rilevante, bensì entro un confine competitivo più ampio.

In entrambi i casi il prezzo potrebbe qualificarsi come "eccessivamente oneroso" non perché rapportato ad un parametro di riferimento ipotetico, bensì perché esito razionale (nell'ottica dell'operatore dominante) e al tempo stesso in violazione della legge antitrust, di una funzione che incorpora l'obiettivo di *leverage* o di acquisizione del potere di mercato su più aree con effetti restrittivi a danno dei concorrenti.

Considerando il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica le ipotesi sopra indicate potrebbero trovare concreta applicazione. Si è infatti accertata l'esistenza di un operatore dominante in più macrozone grazie alla specifica dimensione, composizione per tecnologia e ubicazione del proprio parco di generazione; si è altresì accertato che per un numero elevato di ore il medesimo operatore è assolutamente indispensabile in una data macrozona e al tempo stesso potenzialmente indispensabile (potenzialità attiva o passiva) in un'altra.

In simili contesti, la presenza di una macrozona confinante in cui l'operatore è potenzialmente indispensabile può costituire un ulteriore incentivo ad alzare i prezzi nella macrozona in cui l'operatore è assolutamente indispensabile. Tale operatore, dunque, nel fissare il livello di prezzo ottimale nella macrozona in cui è assolutamente indispensabile tiene conto degli effetti che si producono nella macrozona in cui è potenzialmente indispensabile.. In effetti, l'esistenza di una condizione di potenzialità attiva o passiva nella macrozona confinante può, in talune circostanze, indurre l'operatore a mutare strategia nella macrozona in cui è assolutamente indispensabile e a fissare un livello di prezzi più elevato di quello che avrebbe scelto qualora quest'ultima macrozona fosse stata fisicamente isolata dal resto d'Italia. L'accertamento di una simile strategia in modo non accidentale ed occasionale ma ripetuto nel tempo, potrebbe condurre a qualificare la politica di prezzo eccessivamente oneroso nella macrozona in cui è assolutamente indispensabile come fattispecie abusiva, in quanto finalizzata a trasferire una posizione dominante, ossia di *leverage*, con finalità restrittive della concorrenza a danno tanto dei concorrenti quanto dei consumatori.

Applicando questo ragionamento alla situazione riscontrata nel paragrafo 3.2.3, l'analisi delle strategie di prezzo nell'ottica appena descritta sembra concretamente possibile: ENEL, *assolutamente indispensabile* nella zona MacroSud nel 100% delle ore del periodo esaminato, potrebbe, infatti, utilizzare tale potere per trasferire la propria posizione dominante nel Nord o nella Macrosicilia, ove è frequentemente in una posizione di potenziale indispensabilità.

Si osservi peraltro che, laddove l'operatore dominante, in virtù della ripartizione spaziale della propria capacità di generazione fra le varie macrozone si trovasse simultaneamente in una posizione di potenzialità attiva su due o più macrozone, sarebbe in grado di implementare una strategia congiunta su tale aggregato di mercati, operando come monopolista sulla domanda residua dell'aggregato stesso. Tale strategia porrebbe l'operatore dominante al riparo da qualunque rischio aggressivo dei concorrenti sulla domanda residuale, consentendogli di fissare prezzi "eccessivamente onerosi" (dove l'eccessivamente è da valutarsi rispetto ad una condotta distinta tra i diversi mercati geografici coinvolti, qualora fossero considerati come fisicamente separati dagli altri). I dati riportati al § 3.2.3 evidenziano che l'operatore dominante avrebbe concrete possibilità di porre in essere simili strategie.

Quanto descritto riguarda le valutazioni dell'esercizio del potere di mercato unilaterale. Nel futuro potrebbero, tuttavia, diventare altrettanto rilevanti le condotte di tipo collusivo.

6 Sintesi e conclusioni dell'indagine conoscitiva

6.1 L'offerta di energia elettrica in Italia

Il fabbisogno complessivo di energia elettrica nel 2004 è stato coperto, per l'86% da produzione nazionale, e per il restante 14% da importazioni. La produzione nazionale è provenuta, per l'81,4%, da fonti termoelettriche, per il 16,2% da impianti idroelettrici e per il restante 2,4% da impianti geotermoelettrici, eolici e fotovoltaici. La principale fonte di generazione utilizzata è il gas naturale, seguita dai prodotti petroliferi, dai combustibili solidi, dalla fonte idroelettrica da apporti naturali, ecc.

In termini di ripartizione della produzione netta nazionale tra operatori, si è constatato che, a cinque anni dell'avvio del processo di liberalizzazione del settore, ENEL contribuisce per una quota di poco inferiore al 50%. I primi sei produttori (ENEL, EDISON, EDIPOWER, ENDESA, TIRRENO POWER ed ENIPOWER) contribuiscono per circa l'80% alla produzione domestica di energia elettrica.

Per quanto riguarda, invece, la composizione del parco di generazione nazionale (misurata sulla potenza efficiente netta escludendo gli autoproduttori), si rileva una predominanza dei cosiddetti impianti di mid-merit (prevalentemente impianti termoelettrici convenzionali a olio combustibile e gas naturale e impianti idroelettrici a bacino e serbatoio).

Il parco italiano (esclusa l'autoproduzione) è infatti costituito per circa metà della potenza operativa da impianti di mid-merit (48,2%), per il 42,5% da impianti di base e per il restante 9,3% da impianti di punta.

Il principale operatore nazionale, relativamente allo stock di potenza efficiente netta operativa, è l'ENEL, con una quota superiore al 55%. ENEL presenta inoltre 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 per la copertura delle punte di fabbisogno. 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.

ENDESA, pur su livelli decisamente più bassi (7,5% della potenza totale, esclusi gli autoproduttori), è il concorrente di ENEL che presenta una analoga ripartizione del proprio parco impianti. Tra gli altri operatori, alcuni non posseggono impianti di punta ma hanno un buon rapporto tra impianti mid-merit ed impianti di base (ad esempio, EDIPOWER), mentre altri, non solo non posseggono impianti di punta, ma hanno un parco decisamente squilibrato verso gli impianti di base (ad esempio, EDISON e TIRRENO POWER). A tale proposito, rimane inalterata la perplessità, già presente in sede di configurazione delle cd Genco, ed oggi di particolare

evidenza con riferimento agli impianti di pompaggio e a quelli idroelettrici a serbatoio, circa l'effettiva specularità ed equivalenza del mix produttivo delle Genco con quello del parco produttivo nella disponibilità di ENEL. Squilibri marcati sono certamente negativi per lo sviluppo della concorrenza; anzi contribuiscono a rafforzare la situazione leader-follower dianzi descritta.

Con riferimento alla localizzazione geografica degli impianti, l'analisi evidenzia che nella zona Nord del Paese è ubicata poco più della metà della capacità disponibile (53%); al Centro-Sud il 13,1% ed al Centro-Nord il 8,6%; il restante 25,3% è suddiviso tra Sud ed isole. ENEL è l'unico operatore che presenta una capillare presenza nelle varie aree del Paese: il 45% del suo parco generazione (misurato sulla potenza efficiente netta) è localizzato nel Nord, il 7% in Sicilia e Calabria, il 3% in Sardegna ed il 45% sul restante territorio nazionale. Gli altri operatori principali presentano ripartizioni più squilibrate, con percentuali elevatissime, dei propri impianti, localizzate al Nord.

ENEL possiede il 47,3% della potenza efficiente netta installata al Nord del Paese (rispetto al 13,4 % di EDIPOWER, al 7,7% di ENDESA, al 5,8% di ENIPOWER e al 5% di EDISON). La quota di ENEL nella macro regione Sicilia e Calabria è intorno al 52% (rispetto al 22,2% di EDIPOWER e al 4,1 % di ENDESA); in Sardegna, la quota di ENEL è pari al 38,9% (rispetto al 30,8% di ENDESA). Nel restante territorio (centro nord, centro, sud peninsulare), ENEL dispone di ben il 71,9% della potenza efficiente netta installata, rispetto a quote dei concorrenti molto basse e comprese tra il 4% e l'1%.

Come detto i dati sulla ripartizione geografica e per tipologia degli impianti, tenuto conto che tre dei principali operatori concorrenti di ENEL (EDIPOWER, ENDESA e TIRRENO POWER) provengono da società che sino a qualche anno fa rientravano nel perimetro societario dell'ex monopolista, indicano che il processo di dismissione delle società di produzione (cosiddette Genco) attivato dal decreto di liberalizzazione del settore (D.Lgs. n. 79/99) non ha portato i risultati auspicati nella direzione di creazione di concorrenti effettivi di ENEL.

Il descritto assetto dell'offerta sarà soggetto ad alcuni cambiamenti nel prossimo futuro, cambiamenti dei quali sarà importante tener conto nel formulare indicazioni su come rendere più competitivo il settore in esame. L'incremento netto della potenza (calcolato considerando in entrata sia i nuovi impianti sia gli impianti esistenti che rientrano in operatività dopo i fermi per *repowering*, conversioni e ambientalizzazioni e in uscita sia le dismissioni vere e proprie sia l'indisponibilità degli impianti che devono essere ammodernati o riconvertiti) previsto per il biennio 2004-2005, è quantificabile in circa 5.300 MW. Nel più ampio periodo 2004-2007 si prevede un incremento della potenza efficiente netta operativa pari a circa 14.800 MW che, per oltre il 60%, sarà localizzato nella zona Nord dove, come si è visto, già si concentra oltre la metà della capacità disponibile del parco italiano. Inoltre, un terzo dell'aumento di tale capacità, sempre con riferimento al periodo 2004-2007, è ascrivibile ad impianti appartenenti all'ex perimetro ENEL, ovverosia gli impianti confluiti nelle tre Genco, EDIPOWER, ENDESA e TIRRENO POWER e gli impianti di ENEL Produzione, mentre circa il 30% è relativo agli impianti di ENIPOWER. Con riferimento alla tipologia di impianti che saranno realizzati nei prossimi anni, si tratta prevalentemente di impianti a ciclo combinato (CCGT).

Questa circostanza ha l'effetto benefico di aumentare l'efficienza media del parco termoelettrico (e dunque abbassare il costo di generazione nazionale), sebbene non diminuisca necessariamente il potere di ENEL nella fissazione del prezzo .

6.2 L'architettura del mercato elettrico

In estrema sintesi, l'architettura di mercato elettrico individuata dal decreto legislativo n. 79/99 prevede: (i) un mercato organizzato (c.d. borsa elettrica), gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (Gme), per la compravendita di energia elettrica e composto da un mercato del giorno prima (MGP) e un mercato di aggiustamento(MA); (ii) un mercato non organizzato in cui gli operatori concludono contratti non standardizzati di compravendita di energia elettrica (cosiddetti contratti bilaterali); (iii) l'attribuzione al Grtn della responsabilità della sicurezza del sistema elettrico

e del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica; ruolo svolto anche attraverso un apposito mercato denominato mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Sia i contratti di compravendita di energia elettrica conclusi in borsa che i contratti bilaterali si configurano come acquisti e vendite di energia elettrica a termine, in quanto hanno ad oggetto impegni di acquisto e vendita riferiti ad istanti temporali successivi: nel caso della borsa, il riferimento è ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione, mentre nel caso dei contratti bilaterali il riferimento si sposta su un orizzonte temporale più lungo, solitamente l'anno.

Dato il differente orizzonte temporale, anche le modalità di determinazione del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica sono differenti. In borsa si ha una valorizzazione su base oraria, mentre nei contratti bilaterali il prezzo è di norma determinato al momento della conclusione del contratto per tutta la durata del medesimo.

Poiché il bene scambiato nel mercato organizzato e con contratti bilaterali è omogeneo, i prezzi dei contratti bilaterali e quelli di borsa sono tra loro connessi. Innanzitutto, poiché i clienti possono acquistare anche nel mercato organizzato, i prezzi dei contratti bilaterali sono determinati in funzione della curva dei prezzi attesi di borsa (cosiddetta curva forward dei prezzi); inoltre, poiché il contratto bilaterale consente al cliente di stabilizzare il prezzo su un orizzonte temporale predefinito, la valorizzazione dell'energia elettrica nei contratti bilaterali include anche la copertura dal rischio connesso con la volatilità del prezzo.

Va tuttavia sottolineato che anche coloro che acquistano o vendono energia elettrica nella borsa elettrica possono stabilizzare il prezzo dell'energia elettrica ricorrendo alla stipula di appositi contratti di copertura, tipicamente contratti alle differenze (CFD). Ad esempio, attraverso la conclusione dei contratti alle differenze detti a due vie i relativi contraenti si coprono dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia che si verrà a determinare sul MGP attraverso la definizione ex ante di un prezzo fisso valido per entrambi i contraenti ad una data futura. Infatti, lungo l'arco di tempo di durata del contratto, se il prezzo di mercato effettivamente registrato sul MGP risulterà superiore al prezzo fissato dal CFD, una parte (il produttore) corrisponderà all'altra (il consumatore) la differenza tra i due prezzi. Se, invece, il prezzo di mercato sarà inferiore a quello del CFD, graverà sul consumatore l'onere di corrispondere la corrispondente differenza al produttore. Per quanto sopra detto, l'acquisto di energia elettrica attraverso contratti bilaterali quindi è integralmente replicabile, in termini di copertura del rischio, attraverso la compravendita di energia elettrica nella borsa elettrica e la conclusione di contratti alle differenze a due vie.

Con riferimento alle disciplina di funzionamento sia del mercato elettrico organizzato che dei contratti bilaterali, disposizioni attuative del decreto legislativo n. 79/99 hanno previsto che:

- al fine di gestire e risolvere le congestioni di rete, ovvero delle situazioni per le quali i vincoli di rete non consentono l'esecuzione dei programmi di immissione di energia elettrica definiti sulla base di un ordine di merito economico, il mercato dell'energia elettrica sia diviso in zone di rete corrispondenti ad aree territoriali;
- le offerte di vendita accettate nel MGP siano valorizzate al prezzo di equilibrio della zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete;
- le offerte di acquisto accettate nel MGP siano valorizzate, indipendentemente dalla zona ove tali prelievi avvengono, ad un prezzo unico nazionale determinato come media dei prezzi zonali, ponderata sulla base dei consumi (PUN).

La gestione delle congestioni nella rete rilevante, attraverso la suddivisione del mercato in zone e l'applicazione di prezzi di vendita differenziati geograficamente, consente l'assegnazione efficiente del diritto di utilizzo della capacità di trasporto, ovvero permette di selezionare già nel MGP gli impianti di produzione che soddisfano la domanda al minor costo variabile, compatibilmente con i vincoli di rete.

In tale contesto i produttori ricevono anche corretti segnali di prezzo e si incentiva, nel lungo periodo, la localizzazione efficiente degli impianti di produzione. La separazione del mercato in zone ai fini della gestione delle congestioni di rete rende, inoltre, esplicito il valore economico della capacità di trasporto tra le zone medesime, pari alla differenza tra i prezzi di equilibrio delle zone

considerate, ai fini di una valutazione quantitativa dei benefici economici legati allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

La separazione del mercato in zone ai fini della risoluzione delle congestioni di rete comporta l'applicazione di corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto alle immissioni di energia elettrica in rete. A riguardo, la disciplina per il dispacciamento adottata da AEEG prevede che, nel caso di separazione del mercato in zone, i titolari di contratti bilaterali, in qualità di operatori di mercato che cedono energia elettrica siano assoggettati ad un corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto pari alla differenza tra il PUN ed il prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui avviene l'immissione. Tale corrispettivo può assumere valore sia positivo che negativo. Nel primo caso, il titolare del contratto bilaterale è tenuto al pagamento del predetto corrispettivo a favore del Grtn. Nel secondo caso, il titolare del contratto bilaterale è beneficiario del corrispettivo da parte del Grtn.

Il corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto pone i contratti bilaterali in condizioni di parità di trattamento rispetto alle vendite ed agli acquisti di energia elettrica effettuati sulla borsa elettrica. Si instaura, quindi, una "competizione" tra le due forme di mercato a tutto beneficio dell'efficienza delle negoziazioni e della riduzione dei costi per la conclusione e la gestione delle transazioni.

Come si è detto, in presenza di congestioni di rete, l'energia elettrica venduta ed immessa in rete in una determinata zona è valorizzata ad un prezzo zonale diverso dal PUN, mentre al PUN viene valorizzata l'energia elettrica acquistata (ovvero è implicito nelle modalità di liquidazione dei prezzi di equilibrio di mercato l'applicazione del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto).

Il corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto può essere scomposto in due componenti:

- una componente corrispondente al costo delle congestioni di rete, pari alla differenza tra la valorizzazione, ai corrispondenti prezzi zonali, dell'energia elettrica prelevata dalla rete e dell'energia elettrica immessa in rete;
- una componente compensativa pari alla differenza tra la valorizzazione, rispettivamente al PUN ed a prezzi zonali dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

La somma delle due componenti risulta pari al corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.

In presenza di un prezzo unico nazionale di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata, la componente compensativa risulta necessaria in quanto la differenza tra prezzo riconosciuto ai produttori e prezzo pagato dagli acquirenti avrebbe altrimenti consentito arbitraggi da parte degli operatori localizzati nella stessa zona: esemplificativamente, in assenza di tale intervento correttivo, un consumatore e un produttore di una zona a basso costo avrebbero l'incentivo a realizzare la fornitura attraverso un contratto di compravendita al di fuori del sistema delle offerte ad un qualsiasi prezzo compreso tra il valore atteso del prezzo zonale e il valore atteso del prezzo unico nazionale, dividendosi la rendita che deriva dalla predetta differenza di prezzi. Per effetto di tale arbitraggio, tutti i consumatori delle zone con valore atteso del prezzo zonale più basso opterebbero per la fornitura attraverso contratti bilaterali, mentre i soli consumatori delle zone con valore atteso del prezzo zonale più alto parteciperebbero al mercato elettrico. Di conseguenza, il PUN convergerebbe alla media dei prezzi delle zone con valore atteso di prezzo zonale più alto. Per le predette ragioni il corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto si applica anche ai contratti bilaterali con punti di immissione e di prelievo nella stessa zona.

La previsione di un prezzo di acquisto unico nazionale, anche in presenza di congestioni di rete e di prezzi di vendita differenziati geograficamente, e, conseguentemente, di un corrispettivo a cui sono assoggettati i titolari di contratti bilaterali implica che sia i partecipanti al MGP sia i titolari di contratti bilaterali siano esposti al rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra il PUN ed i prezzi zonali di vendita.

Come appena rilevato tale rischio equivale a quello derivante dalla variabilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto. Al fine di offrire agli operatori di mercato opportunità di copertura del rischio derivante dalla volatilità del corrispettivo, l'AEEG ha promosso lo sviluppo di strumenti di copertura di predetto rischio, denominati CCC.

I CCC, ceduti dal Grtn attraverso procedure concorsuali, possono qualificarsi come contratti per l'assegnazione di diritti di utilizzo della capacità di trasporto con corrispettivo fisso, predeterminato e indipendente dalla valorizzazione spot del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto. I CCC non hanno pertanto propriamente una natura assicurativa o finanziaria bensì sono da intendersi come integrazione del contratto di dispacciamento.Semplicemente, consentono una valorizzazione a termine di un bene, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto. Ovvero l'introduzione dei CCC consente ai soggetti produttori di stabilire con anticipo il flusso dei ricavi e dei costi conseguenti alle immissioni di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale.

I CCC, o strumenti analoghi, sono stati introdotti in molti Paesi esteri che hanno adottato un disegno di mercato caratterizzato da un'articolazione locale (zonale o nodale) dei prezzi.

Lo sviluppo degli strumenti quali contratti alle differenze o CCC, così come quello di eventuali strumenti analoghi, è di rilevante importanza al fine di incentivare l'ingresso di nuovi operatori e l'incremento degli scambi nel mercato organizzato, grazie alla possibilità di trovare forme di copertura dai rischi temporali e zonali. Tuttavia, entrambi i contratti implicano la fissazione di prezzi il cui livello è esposto al potere negoziale delle parti; tali strumenti, pertanto, coprono i rischio di volatilità dei prezzi dell'energia, ma non eliminano il problema dell'esercizio di potere di mercato e di sfruttamento di eventuali posizioni dominanti.

6.3 Potere di mercato unilaterale

L'indagine ha "riesaminato" la filiera del settore dell'energia elettrica, in particolare il segmento dell'offerta di energia elettrica, in un'ottica di individuazione degli ambiti competitivi rilevanti. In altri termini, si è fornita una definizione dei mercati rilevanti, alla luce della delimitazione dei confini - merceologici, geografici e temporali - entro i quali gli operatori possono innescare un confronto competitivo, formulando strategie commerciali aggressive al fine di servire quote crescenti di domanda.

Al fine di pervenire a tale definizione dei mercati merceologici rilevanti si è proceduto alla aggregazione di talune attività, in particolare generazione ed importazione di energia elettrica, e si è pervenuti ad individuare quali ambiti competitivi di centrale rilevanza: il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ed il mercato dei servizi di dispacciamento.

6.3.1 Il mercato all'ingrosso

Il primo mercato è stato così definito in quanto, in un'ottica di analisi antitrust, l'individuazione della posizione di ciascun operatore sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, consente di analizzare le strategie commerciali e l'eventuale esercizio di potere di mercato nell'approvvigionamento della domanda intermedia.

Data l'architettura del settore elettrico italiano, è corretto definire il mercato all'ingrosso come l'insieme di contratti di compravendita di energia elettrica stipulati da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (generazione nazionale e importazioni) da un lato, e grandi clienti industriali, Acquirente Unico e grossisti dall'altro. Si tratta di contratti conclusi sia nei mercati dell'energia (MGP e MA), sia al di fuori dei medesimi tramite contrattazione bilaterale.

Ciascuna modalità di approvvigionamento di energia elettrica presenta delle proprie peculiarità ed è sottoposta a regole differenti, in un caso definite normativamente (MGP e MA), nell'altro dalla libera contrattazione delle parti (si tratta della struttura non codificata dei contratti bilaterali).

É corretto ricomprendere tali fonti di approvvigionamento di energia elettrica all'ingrosso in un unico mercato rilevante del prodotto. È, infatti, possibile considerare MGP, MA e mercato dei bilaterali come una serie di contrattazioni forward (che spaziano nel contesto italiano dal giorno successivo sino all'anno ed oltre) utilizzate dagli operatori sulla base di un insieme di considerazioni legate ai nessi intertemporali sui prezzi attesi sui vari mercati. Considerando la

continuità nelle negoziazioni nei mercati dell'energia è evidente che gli operatori, che si comportino razionalmente, stipulano i contratti bilaterali in base alle attese sui prezzi del MGP. Tali considerazioni appaiono confermate anche dalle circostanze fattuali che indicano che, sino ad ora, i prezzi a cui sono stati negoziati i contratti bilaterali hanno avuto di norma come parametro di riferimento il prezzo all'ingrosso dell'energia (che nel passato regime era definito per via regolamentare).

Con riferimento alla dimensione geografica del mercato all'ingrosso, utilizzando un test che valuta l'incentivo di un ipotetico monopolista ad aumentare i prezzi nell'area geografica servita indipendentemente dall'incidenza delle importazioni massime potenziali da aree limitrofe nazionali, si è verificato che le macrozone Nord, Macrosud (Centro nord, centro e parte del sud peninsulare), Macrosicilia (Sicilia e Calabria) e Sardegna costituiscano mercati geografici distinti, sia per la percentuale di ore con domanda residuale dell'ipotetico monopolista positiva, che per l'incidenza della medesima domanda residuale sulla domanda zonale.

6.3.2 La struttura del mercato all'ingrosso

I mercati geografici rilevanti così definiti si presentano con una struttura estremamente concentrata. Il mercato Nord, sebbene sia il solo che presenti un certo pluralismo di offerta, deve considerarsi come affetto da un livello di concentrazione assai elevato (HHI[66] superiore a 2600 nel 50% delle ore del campione). Gli altri mercati presentano livelli di concentrazione "patologici", che a volte individuano situazioni di quasi monopolio (HHI in alcune ore prossimo a 10000).

Più in dettaglio, nella macrozona Nord ENEL è il primo operatore (con quote, calcolate in base alle offerte accettate sul MGP da aprile a ottobre 2004, comprese tra il 33,2% al 47,9%), seguito da EDIPOWER (quote comprese tra 23,9% e 32,9%), ENDESA (9,8%-13,9%) e ENIPOWER (7,3%-10,6%). Inoltre, l'HHI nel Nord nelle ore del periodo di riferimento raggiunge un massimo di poco inferiore ai 5000 e un minimo di 1700; a ciò si aggiunga che nel 50% delle ore del campione l'indice HHINord è risultato superiore a 2600.

Nel MacroSud il peso di ENEL risulta molto più pronunciato rispetto al Nord (mai inferiore, sempre in termini di offerte accettate nel MGP, all'81,4% su base mensile e superiore al secondo operatore – EDIPOWER - di circa 15 volte) con valori di CR2 e CR4 più elevati. L'indice HHI assume valore massimo superiore a 9100 e valore minimo di poco inferiore a 4900. Nel 50% delle ore del periodo di riferimento HHIMsud è superiore a circa 7300.

Nella Macrosicilia due operatori (ENEL e EDIPOWER) hanno coperto una percentuale mai inferiore al 90% dell'offerta totale accettata nel MGP della macrozona (CR2). Tali dati hanno mostrato una elevata variabilità nell'evoluzione delle quote di mercato tra i primi due operatori (EDIPOWER passa dal 39,4% in aprile al 27,6% in ottobre, mentre ENEL va dal 53,7% al 68,3%), a fronte, però, di una sostanziale stabilità del grado di concentrazione (CR2), stabilmente superiore al 93% tra l'aprile e l'ottobre 2004. Nel periodo di riferimento HHIMsic raggiunge un massimo pari a 9000 ed un minimo di 3600 e per il 50% delle ore del periodo considerato HHIMsic non è mai inferiore a 4900.

In Sardegna è emersa la presenza di due operatori (ENEL – con quote in termini di offerte accettate nel MGP comprese tra il 38,3% ed il 55,4% tra aprile e ottobre -, ed ENDESA – con quote tra il 40,8% ed il 57,5%) che da soli offrono mai meno del 95% del totale. L'HHIsard assume un valore massimo di 9570 ed un valore minimo di circa 4000. Nel 50% delle ore del periodo di riferimento HHIsard è superiore a 4950.

6.3.3 Pivotalità nel mercato all'ingrosso

È stata condotta un'analisi, tipica del regolatore, sulla indispensabilità di ciascuno dei principali operatori di mercato ai fini della copertura del fabbisogno in ciascuna delle macrozone identificate

[66] Per la definizione dell'indice di concentrazione HHI si veda infra § 3.2.2.

come mercati geografici rilevanti e, dunque, sulla loro relativa capacità di fissare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei suddetti mercati. L'analisi fa perno sul calcolo del numero di ore in cui un operatore di mercato è pivotale, ossia indispensabile al soddisfacimento della domanda locale. Tale indispensabilità è testimoniata da una domanda residuale maggiore di zero per l'operatore di mercato.

I dati di analizzati, relativi al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, hanno evidenziato la posizione dei vari operatori con esiti di grande rilievo. In primo luogo, ENEL è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 100% delle ore nel mercato rilevante Macrosud; nel 44% delle ore nel mercato rilevante Nord; nel 29% delle ore nel mercato rilevante Sardegna; nel 24% delle ore nel mercato rilevante MacroSicilia. ENDESA è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 67% delle ore in Sardegna; EDIPOWER è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso per un periodo pari al 19% delle ore nella Macrosicilia. La capacità dei concorrenti di ENEL di determinare il prezzo all'ingrosso nei mercati rilevanti Nord e Macrosud è stata invece nulla.

Oltre a questa valutazione di assoluta indispensabilità si è anche proceduto a valutare i casi in cui un operatore, pur non essendo assolutamente indispensabile su ciascun mercato considerato separatamente, possa disporre di potere di mercato in virtù della propria posizione su più macrozone geografiche contemporaneamente. Infatti, vi sono ore della giornata in cui l'operatore di mercato diviene pivotale nel soddisfare la domanda della macrozona e, dunque, nella formazione del prezzo, solo se (i) la capacità di importazione da altri mercati rilevanti limitrofi non è utilizzata, in tutto o in parte (potenzialità attiva), oppure (ii) se viene utilizzata, in tutto o in parte, la capacità di esportazione verso altri mercati rilevanti limitrofi (potenzialità passiva).

In questi due contesti è l'uso strategico del potere di mercato, detenuto da un operatore in una macrozona, che consente di divenire pivotale in un'altra, ma ciò implica la disponibilità di una struttura e di una ubicazione del parco generazione articolata su più mercati geografici.

Nel contesto del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nazionale, tale uso strategico tra macrozone del potere di mercato è perseguibile solo da ENEL che, anche alla luce della sua posizione strutturale prima indicata, risulta avere sull'aggregato di più macrozone un elevatissimo potere di mercato (in termini di capacità di fissare il prezzo, stimato nel 95% delle ore nella macrozone Nord - MacroSud, nel 91% delle ore nelle zone MacroSud-MacroSicilia e nel 63% nel MacroSud-Sardegna). ENEL è quindi risultato un operatore con un elevato potere di mercato sostanzialmente in tutte le macrozone individuate come mercati geografici rilevanti.

6.3.4 Pivotalità e dominanza

La caratteristica precipua di una impresa dominante è da rinvenirsi nel grado di indipendenza delle strategie poste in essere da detta impresa, dalle azioni/reazioni attuabili dai concorrenti e dalle strategie delle controparti contrattuali, siano essi clienti o consumatori finali. La determinazione della posizione dominante di una o più imprese, e dunque, della indipendenza della stessa da concorrenti, clienti e consumatori finali, soprattutto quando finalizzata a valutare condotte abusive, deve necessariamente tener conto della esistenza di vari elementi, in primo luogo strutturali (ad esempio quote di mercato), che insistono sul mercato rilevante analizzato e che consentono all'operatore di definire le proprie azioni senza essere condizionato dal rischio di reazioni (aggressive o che comunque replicano quelle che il medesimo pone in essere).

La nozione di pivotalità è, invece, una definizione più ampia di quella di dominanza, nel senso che identifica colui che, date le condizioni strutturali che caratterizzano la domanda e l'offerta sul mercato all'ingrosso dell'energia, è in grado di fissare il prezzo. L'operatore pivotale è quello la cui offerta è essenziale per il soddisfacimento della domanda (locale nello specifico settore oggetto di analisi). Detto altrimenti, pivot è l'operatore "perno" che garantisce l'equilibrio tra domanda e offerta zonale, in assenza del quale si verificherebbe un gap non colmabile da alcun altro produttore locale o importatore da aree geografiche confinanti interconnesse.

Date certe condizioni, i concetti di pivotalità e dominanza possono coincidere, essendo quest'ultima una nozione che racchiude un sottoinsieme della prima. Il dominante è anche pivotale, nel senso che può fissare il prezzo, mentre non vale il viceversa.

L'operatore pivotale assume la veste di operatore dominante quando la sua posizione sul mercato rilevante - valutata in termini di capacità di generazione/potenza efficiente netta operativa, tipologia di impianti e loro ubicazione -, è tale da consentirgli:

- di esercitare il potere di determinazione del prezzo in modo sostanzialmente indipendente dai concorrenti e dai clienti, in modo stabile, in un'ottica temporale adeguatamente lunga e su una dimensione della domanda servita rilevante.
- di non temere la replicabilità delle sue strategie commerciali da parte di altre imprese;

Nei mercati rilevanti all'ingrosso individuati, con riferimento certamente al Nord, al MacroSud e alla MacroSicilia, ENEL, tenuto conto degli elementi strutturali sintetizzati nel testo, appare indubbiamente pivotale e dominante. Con riferimento al mercato sardo l'evidenza non è univoca. I dati strutturali sembrerebbero suggerire l'esistenza di un duopolio (cd dominanza collettiva) tra ENEL ed ENDESA.

6.3.5 Pivotalità e incentivi all'esercizio del potere di mercato

L'analisi della pivotalità fotografa una situazione strutturale in cui l'operatore, in certe condizioni di domanda e di capacità produttiva nella disponibilità dei suoi concorrenti, è in grado di alzare a piacere i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso su uno o più mercati rilevanti. Di per sé tale analisi non offre informazioni per valutare se l'operatore abbia effettivamente interesse ad esercitare il potere di mercato di cui dispone per alterare i prezzi rispetto ad un teorico equilibrio concorrenziale. Appare pertanto necessario individuare gli eventuali incentivi, per l'operatore pivotale, ad esercitare effettivamente il potere di mercato.

A tal fine, in linea con gli scopi della presente indagine, si è proceduto ad un'analisi di confronto tra due situazioni opposte: quella di massimizzazione dei profitti sulla domanda residuale (ipotesi di comportamento monopolistico identificato con la vendita della quantità di energia per cui l'operatore è residuale al massimo prezzo possibile e dunque al tetto di 500 €/MWh) e quella di massimizzazione della quantità venduta, dati i costi di produzione (ipotesi di comportamento concorrenziale con offerta di tutta la propria capacità produttiva al costo marginale).

Sotto ipotesi semplificatrici, benché realistiche, si è quindi proceduto alla costruzione di un indice di criticità residuale (ICR) che misura l'incentivo all'esercizio di potere di mercato sulla domanda per cui l'operatore risulta residuale.

Tale indice misura la perdita percentuale di volumi di vendita che l'operatore sopporterebbe agendo come monopolista sulla domanda residuale rispetto ad una strategia di offerta concorrenziale. Si noti tuttavia che questo indice non è in grado di segnalare come ore critiche le ore in cui l'operatore ENEL è congiuntamente indispensabile su più mercati.

Nella definizione della quantità per cui l'operatore risulta residuale si sono identificati tre differenti scenari corrispondenti a differenti modalità di quantificazione della quantità per la quale l'operatore risulta indispensabile.

I valori assunti dai tre indici descritti determinano l'intervallo all'interno del quale si può collocare la reale situazione del mercato rilevante in esame e, dunque, sulla base delle diverse direzioni dei flussi di energia elettrica nelle macrozone analizzate, la reale misura dell'incentivo a esercitare il potere di mercato da parte dell'operatore.

Dall'analisi delle curve di durata dei tre indici nel periodo da aprile a settembre 2004 emergono elementi di preoccupazione con riferimento a tutte le macrozone. Riguardo alla macrozona Nord caratterizzata da frequente esportazione verso altre macrozone, l'ICR3 che assume appunto che la macrozona Nord esporti verso le altre macrozone, ha assunto valori ritenuti critici per più del 90% delle ore del periodo in esame. Nella macrozona Sud gli indicatori più rappresentativi delle normali dinamiche di mercato, l'ICR1 (importazione dalle altre macrozone) e l'ICR2 (importazioni

pari alle esportazioni), permangono nell'area di criticità per tutte le ore del periodo considerato. Anche considerando poco probabile la possibilità che tutta la capacità di transito in esportazione venga utilizzata, l'indice ICR3 mostra una situazione molto preoccupante, con ENEL nella zona critica per più del 98% delle ore.

Infine, per quanto riguarda la Macrosicilia, le ore di presenza degli indici di criticità residuale di ENEL nell'area di incentivo all'esercizio del potere di mercato si attestano intorno a meno del 20% per l'ICR1 e a circa l'80 e 90% rispettivamente per l'ICR2 e ICR3.

Da quanto detto emerge che, nell'ipotesi empiricamente e teoricamente robusta di importazioni nella macrozona Sud dalle altre due macrozone esaminate, l'interesse da parte di ENEL ad aumentare strategicamente il prezzo è, in assenza di contratti di medio/lungo termine da questa sottoscritti, persistente nel tempo in tutte e tre le macrozone.

6.3.6 Il mercato dei servizi di dispacciamento

Il MSD è il mercato nel quale il Grtn si approvvigiona della capacità di riserva, secondaria e terziaria, nonché delle risorse necessarie al bilanciamento, nel rispetto dei vincoli di rete, tra immissioni e prelievi di energia elettrica nel sistema, al fine di garantire la sicurezza del sistema.

La sua natura di mercato rilevante separato da quello all'ingrosso deriva da una serie di ragioni sia tecniche che economiche: (i) il bene venduto/acquistato in questo mercato è diverso da quello oggetto di negoziazione nei mercati a termine dell'energia (MGP, MA, mercato dei contratti bilaterali, insieme identificati come "mercato all'ingrosso") (ii) la domanda di tale mercato è espressa dal Grtn e non dagli utenti del dispacciamento, (iii) si tratta di una domanda anelastica al prezzo, essendo sostanzialmente "vincolata" dalla necessità di assicurare la sicurezza del sistema, (iv) la partecipazione dell'offerta, ovvero delle unità abilitate a partecipare a tale mercato, è obbligatoria, circoscritta a unità con peculiarità tecniche specifiche, (v) la stessa formazione del prezzo segue una modalità diversa da quella dei mercati a termine, essendo legata ad una forma di asta discriminatoria (pay as bid).

Considerando le diverse risorse utilizzabili per il funzionamento dell'MSD, si è accertato che le peculiari relazioni di sostituibilità esistenti fra esse, sostanzialmente connesse ai tempi di attivazione delle varie tipologie di riserva (che vanno da pochi secondi per la riserva secondaria, sino ad un'ora per la riserva terziaria), creano una gerarchia "qualitativa" che rende le predette risorse tecnicamente sostituibili solo in un senso; si è per questo usata la definizione di "sostituibilità unidirezionale", che va dalla riserva secondaria alla riserva terziaria e bilanciamento sino alle risorse per la risoluzione delle congestioni.

Dal punto di vista del mercato rilevante del prodotto, i vari tipi di riserva identificano segmenti di mercato distinti ma contigui, i quali, caso per caso, possono essere aggregati seguendo la catena di sostituibilità unidirezionale. Sono stati così individuati contesti competitivi sempre più ampi: dalla riserva secondaria, alla terziaria, sino all'insieme massimo comprendente tutto il MSD.

In termini di area competitiva geografica, la localizzazione delle unità è un elemento rilevante al fine di verificarne la dimensione geografica. Tale ubicazione, dati i limiti di trasmissione della rete rilevante, ha condotto alla conclusione che il MSD (così come le varie configurazioni ottenute, caso per caso, dall'aggregazione dei diversi segmenti contigui lungo la catena di sostituibilità unidirezionale) ha dimensione geografica zonale. Tali zone sono ritenute corrispondenti alle aree indicate dal Grtn ai fini dell'approvvigionamento di tali risorse.

L'analisi della struttura del MSD ha consentito di accertare un assetto ancora più concentrato del mercato all'ingrosso. ENEL assume un chiaro ruolo di operatore dominante su tale mercato. ENEL, in particolare, è l'unico operatore a presentare una ripartizione delle quote su più segmenti di servizi che costituiscono il MSD, a riprova della asimmetria strutturale nella dotazione di impianti per operatore che connota il parco elettrico nazionale.

Con l'unica eccezione della zona Nord, ENEL detiene in tutte le ore piene (dalla sette del mattino alle 22 delle sera) una quota compresa tra il 65% ed il 90% delle offerte accettate sia a salire che a

scendere sul MSD nel suo complesso; nel Nord, invece, ENEL ha una quota dal 32% al 40% a scendere e dal 65% e 80% a salire.

Nelle ore vuote (dalle 23 della sera alle sei del mattino), ENEL ha quote (misurate sulle offerte a salire ed a scendere) comprese tra il 45% ed oltre 65% al Nord; gli altri operatori hanno nel complesso tutti quote pari al massimo alla metà di quelle di ENEL (ma in genere molto più piccole). In Sicilia la struttura appare fortemente duopolistica, con ENEL ed EDIPOWER che insieme totalizzano circa il 100% delle offerte a salire ed a scendere sia nelle ore piene che nelle ore vuote. In alcuni casi, tuttavia, EDIPOWER è l'operatore principale, come, ad esempio, nel caso delle offerte a scendere nelle ore piene quando la sua quota, nel periodo considerato, oscilla tra il 70% ad oltre l'85%.

Anche in Sardegna i dati indicano la presenza di due operatori di rilievo: ENEL ed ENDESA. Questi due operatori coprono da soli quasi il 100% delle offerte a salire ed a scendere nel periodo considerato, ed inoltre, mostrano quote che, non mutando nella loro somma, si muovono in modo speculare (quando una scende l'altra sale e viceversa).

ENEL è l'operatore dominante nella fornitura di servizi di riserva secondaria nelle areae continentali (con quote intorno al 90%) ed in Sardegna (con quote tra il 60% ad oltre l'80%). In Sicilia, invece, EDIPOWER ha garantito la copertura di una quota compresa tra il 66% ed oltre il 97% di fabbisogno di riserva secondaria. Con riferimento alla fornitura di servizi di riserva terziaria, ENEL riveste il ruolo di operatore dominante nelle zone continentali, sebbene sia esposta ad un certo grado di competizione nella zona centro nord da parte di EDISON ed ENDESA. La quota di mercato di ENEL nelle zone Nord, centro nord, centro sud e sud non scende al di sotto del 65%. in Sicilia, tre operatori si contendono la fornitura di riserva terziaria: ENEL, EDIPOWER, ed ENDESA. I primi due operatori da soli coprono circa l'80% del mercato (con ENEL che nel periodo considerato ha oscillato tra il 20% al 40% nelle ore a scendere e tra il 40% e 55% nelle ore a salire). In Sardegna, si ripete la situazione già riscontrata per la riserva secondaria con ENEL ed ENDESA nelle veste di duopolisti (circa 60% ENEL, circa 40% ENDESA).

6.4 Potere di mercato collettivo

Se è il contesto attuale che contraddistingue il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica vede la presenza di potere di mercato unilaterale, il medio-lungo periodo potrebbe aprire altri e diversi scenari, soprattutto in funzione delle eventuali scelte di politica industriale in questo settore.

Una serie di caratteristiche tipiche del settore elettrico in materia di (i) di trasparenza del mercato con domanda inelastica o scarsamente elastica al prezzo, (ii) di capacità di reazione immediata e credibile ad eventuali comportamenti aggressivi, nonché (iii) di difficoltà di entrata per i nuovi entranti, appaiono tali da consentire (in contesto di interazione ripetuta quale quello che si ha sul mercato all'ingrosso dell'energia) il raggiungimento di un equilibrio collusivo tacito volto alla massimizzazione del profitto aggregato.

In tale prospettiva, la creazione di nuove Genco, o la fissazione di nuovi tetti sulla quota aggregata detenuta dall'impresa leader o altre di pari importanza, non accompagnate da opportune misure strutturali di reale apertura dei mercati in termini tra l'altro, di superamento delle congestioni di rete, di sviluppo e rinnovo dei parchi di generazione, di avvio dei mercati a copertura del rischio e di nuova razionale/efficiente ubicazione degli impianti futuri, potrebbe muovere l'assetto di mercato da una situazione di chiaro sfruttamento di potere di mercato unilaterale verso un equilibrio "tacitamente collusivo", tendente a replicare gli effetti indesiderati del primo in termini di elevatezza dei prezzi e riduzione delle quantità offerte.

6.5 Intervento regolatorio e intervento antitrust in materia di esercizio del potere di mercato

Affinché si possano creare e mantenere condizioni di concorrenzialità del mercato dell'energia elettrica è necessario che l'autorità di regolazione del settore a promozione della concorrenza e l'autorità a tutela della concorrenza intervengano in maniera coordinata, nell'ambito delle rispettive competenze, sia ex-ante sulle condizioni di funzionamento del medesimo, che ex-post con interventi di valutazione e sanzione dei possibili illeciti.

Per quanto riguarda le condizioni strutturali di funzionamento del sistema, l'AEEG opera in modo da creare le condizioni che consentano agli operatori del settore, e al Gestore della rete, di assumere decisioni di investimento, di produzione e di consumo efficienti ed efficaci.

Ciò sottintende interventi sull'assetto del mercato elettrico volti ad assicurare che il mercato stesso sia in grado di offrire corretti segnali sia di breve che di lungo termine circa le condizioni di domanda e offerta delle varie risorse in esso negoziate a livello locale e nazionale.

Al fine di valutare l'efficienza e l'efficacia degli interventi effettuati sulla struttura e sul disegno di mercato, nonché per valutare gli effetti di eventuali comportamenti opportunistici assunti dagli operatori, si rende necessaria un'attività di monitoraggio degli esiti del mercato.

Mentre l'AEEG esercita tale funzione continuativa di monitoraggio del mercato, l'AGCM opera ogni qual volta si ravvisino specifiche violazioni della normativa antitrust sui mercati rilevanti.

Nell'ambito del monitoraggio, l'autorità di regolazione controlla e valuta le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato, il grado di concorrenzialità del mercato, nonché l'efficacia delle regole di funzionamento dei mercati.

L'accertamento di problematiche strutturali o comportamentali, sottostanti la formazione dei prezzi e, più in generale, connesse con il funzionamento dei mercati è indispensabile al regolatore per valutare l'opportunità di modificare o sviluppare appositi strumenti di mercato volti a limitare il ripetersi di simili situazioni. Sul punto è rilevante sottolineare che le misure di controllo delle politiche di prezzo comportano inevitabili distorsioni ai segnali che il libero operare della concorrenza dovrebbe fornire al mercato e, pertanto, devono essere viste come misure transitorie, indispensabili a gestire la fase di transizione verso un mercato maturo e concorrenziale.

D'altro canto, interventi di regolamentazione volti a controllare il comportamento degli operatori, così come gli interventi antitrust, non possono essere sostitutivi degli interventi strutturali sull'offerta o sulla domanda di energia elettrica, essendo solo questi ultimi il modo corretto per modificare il funzionamento del mercato e per indurre strategie competitive da parte degli operatori.

Intervento regolatorio e intervento antitrust sono quindi da considerare come modalità complementari di intervento ex-ante ed ex-post per correggere distorsioni nelle strategie degli operatori e per assicurare che il mercato dia i corretti segnali di riorganizzazione (in termini di incentivo agli investimenti nelle reti e nel parco impianti).

In quest'ottica, le analisi sulla evoluzione dei prezzi condotte dal regolatore e finalizzate ad accertare distorsioni circoscritte ad archi temporali limitati, possono condurre ad un successivo inquadramento delle medesime secondo le fattispecie previste dal diritto antitrust, se poste in essere da un soggetto dominante che persegue una strategia sufficientemente articolata e ripetuta nel tempo a scopo escludente, di ostacolo all'entrata o di distorsione degli assetti competitivi attuali o potenziali.

Partendo dalle strategie di esercizio di potere di mercato unilaterale, si osserva che, in una prospettiva antitrust, la distinzione tra condotte unilaterali lecite e condotte illecite è strettamente legata a due accertamenti: (i) l'esistenza di una posizione dominante dell'operatore sul mercato rilevante, (ii) la finalità del comportamento sotto osservazione.

La posizione dominante è il pre-requisito da accertare affinché l'operatore possa ritenersi soggetto a "speciali responsabilità", quindi per ritenere abusive forme di esercizio del potere di mercato tali da restringere/distorcere o limitare il confronto competitivo.

Nel settore elettrico la dominanza è (i) dimostrabile alla luce della posizione detenuta in termini di capacità di generazione, di ubicazione del parco impianti e della sua struttura; (ii) normalmente segnalata dal mercato con l'acquisizione del ruolo di operatore pivotale, in modo stabile e su una quota di domanda servita rilevante.

Il secondo passaggio consiste nello stabilire quando le condotte dell'operatore dominante rientrano nell'esercizio lecito del potere di mercato unilaterale, oppure in una condotta abusiva. E' possibile affermare che l'esercizio è lecito quando si tratta di una condotta individualmente razionale, ossia volta alla massimizzazione della funzione di profitto dell'impresa che la pone in essere e non, invece, alla creazione di strategie escludenti o di ostacolo all'ingresso/permanere dei concorrenti sul mercato rilevante, o ancora al trasferimento della dominanza in altre aree/mercati.

Una valutazione particolarmente complessa è quella relativa alla fattispecie di esercizio abusivo del potere di mercato connessa alla fissazione di prezzi ritenuti eccessivamente onerosi; si tratta di una fattispecie espressamente prevista come caso di abuso di posizione dominante sia dall'articolo 82 del Trattato di Roma sia dall'articolo 3 della legge 287/90. La valutazione non è facile in quanto implica l'applicazione della fattispecie di abuso di posizione dominante nel caso di condotte finalizzate allo sfruttamento del potere di mercato attraverso la fissazione di prezzi più elevati rispetto a quelli che un operatore fisserebbe, in condizioni di efficienza, per massimizzare i propri profitti.

In tale prospettiva, la strategia dell'operatore dominante nel fissare i prezzi all'ingrosso dell'energia in una macrozona, potrebbe essere vista come condotta abusiva se utilizzata dall'operatore stesso come modalità per porre in essere forme di trasferimento del potere di mercato detenuto in una zona su un'altra (c.d leverage). L'abuso potrebbe ravvisarsi, ad esempio, quando la strategia di prezzo non risulta definita con riferimento allo specifico mercato geografico (o del prodotto) ritenuto rilevante, bensì entro un confine competitivo più ampio.

In entrambi i casi il prezzo potrebbe qualificarsi come "eccessivamente oneroso" non perché rapportato ad un parametro di riferimento ipotetico, bensì perché esito razionale (nell'ottica dell'operatore dominante) e al tempo stesso in violazione della legge antitrust, di una funzione che incorpora l'obiettivo di leverage o di acquisizione del potere di mercato con effetti restrittivi a danno dei concorrenti.

6.6 Linee di intervento

Il quadro in materia di concorrenza rappresentato nella presente indagine conoscitiva, quantificato a mezzo degli indici di pivotalità e degli indicatori di dominanza calcolati sui vari mercati geografici rilevanti con riferimento ai primi mesi di funzionamento del sistema delle offerte nell'anno 2004, evidenzia inequivocabilmente ed in modo trasparente, anche in termini di evoluzione dei prezzi, una serie di gravi criticità.

Data la previsione di crescita del parco di generazione e di sviluppo della rete per l'anno 2005, l'analisi qui effettuata dovrebbe essere sostanzialmente rappresentativa anche delle condizioni di mercato che verranno a determinarsi nell'anno in corso; auspicabilmente, solo dal 2006, per alcune zone di mercato, potranno verificarsi evoluzioni positive dell'assetto competitivo dell'offerta di energia elettrica.

Tuttavia, si ritiene che la scelta operata a favore dell'introduzione di meccanismi compiuti di mercato nel settore dell'energia elettrica, vale a dire l'aver affidato la ricerca dell'equilibrio nelle attività di negoziazione all'ingrosso a sistemi di mercato e non già a determinazioni amministrate, oltre che essere una scelta irreversibile, è certamente in grado di indirizzare i comportamenti degli operatori, così come gli interventi delle Istituzioni e dei soggetti preposti alla realizzazione delle

politiche di settore, verso la realizzazione, nel medio termine, di un vero assetto competitivo ed una riduzione del livello dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso rispetto ai livelli attuali.

Affinché questa funzione di "indirizzo implicito" svolta dal mercato sia efficace, il mercato all'ingrosso di energia elettrica nazionale dovrebbe evolvere verso un assetto meno "condizionato" dall'ex-monopolista ENEL, aumentando la capacità di reagire adeguatamente da parte di altri soggetti alle strategie dell'operatore dominante, tanto dal lato dell'offerta concorrente di ENEL, quanto dal lato della domanda.

A tal fine, appare necessario adottare misure in merito agli assetti strutturali e di promozione dello sviluppo di un'offerta competitiva di energia elettrica, nonché all'assetto regolamentare della domanda.

Per quanto riguarda l'assetto strutturale dell'offerta di energia elettrica, si ritiene che si debba procedere sollecitamente secondo le seguenti linee.

a) Conferire priorità agli interventi sulla rete di trasmissione nazionale in grado di ridurre al minimo, rispetto alla situazione attuale, i rischi di congestione interzonali. Si tratta di interventi determinanti al fine di consentire che la nuova capacità di generazione che verrà ad installarsi nei prossimi anni, e localizzata nelle aree già eccedentarie (nord) esportatrici nel resto del paese, possa rappresentare un'effettiva opportunità concorrenziale rispetto all'offerta dell'operatore dominante.

b) Nell'ambito degli interventi di cui in sub a), potenziare, in misura coerente con gli sviluppi della rete di trasmissione nazionale, le linee di interconnessione con l'estero e promuovere la realizzazione di "linee dirette". Al riguardo, si ritiene che, rispetto al passato sino all'anno 2004, vada perseguita e continuata la linea di garantire modalità concorrenziali di allocazione della capacità di interconnessione in grado di veicolare l'offerta di energia estera sul mercato borsistico, non a beneficio dei principali operatori presenti nella produzione nazionale ma a vantaggio diretto della concorrenza nell'offerta di energia elettrica e dell'abbattimento dei prezzi.

c) Favorire l'insediamento, da parte dei soggetti diversi dall'operatore dominante, di nuovi poli di produzione nelle zone di mercato che risultano ad oggi deficitarie rispetto alla domanda zonale, al fine di un riequilibrio energetico zonale mirato soprattutto alla promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica.

d) Prevedere misure atte a garantire che, nel periodo transitorio fino al raggiungimento di un assetto competitivo dell'offerta, siano rimosse o minimizzate le situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato. In particolare debbono essere poste in atto misure, alternative o parzialmente congiunte, che consentano di: (i) disciplinare le offerte di vendita dei soggetti dominanti in modo da ripristinare nel mercato condizioni competitive; (ii) creare le condizioni affinché i soggetti dominanti non possano trarre indebito vantaggio da strategie di offerta che condizionano negativamente la dinamica di formazione dei prezzi.

e) Evitare sottrazione di capacità produttiva al mercato. In una prospettiva di medio termine in cui la dominanza unilaterale di ENEL sul mercato potrebbe venir meno, è rilevante assicurare che tutta la capacità produttiva sia offerta al fine di evitare la creazione di artificiose scarsità di offerta, anche di tipo collaborativo tra i soggetti produttori, ai soli fini speculativi.

Sul piano della promozione della concorrenza nel mercato, invece, sempre con riferimento all'offerta di energia elettrica, occorre:

a) rafforzare le misure volte a garantire lo sviluppo di un mercato stabile in cui gli operatori operano anche sulla base di contratti di medio/lungo termine;

b) mantenere, almeno sino allo sviluppo di un livello di concorrenza adeguato in tutte le zone del territorio nazionale, l'organizzazione su base "zonale" che fornisce i segnali di prezzo idonei a rendere evidenti le criticità del sistema, sia agli operatori privati che alle Istituzioni ed ai soggetti pubblici interessati; quindi i corretti incentivi alla realizzazione ed alla prioritarizzazione degli investimenti in parchi di generazione efficientemente strutturati e ubicati; ogni eventuale evoluzione della configurazione delle zone nel medio-lungo termine dovrà tener conto, al fine di

garantire condizioni di certezza nelle scelte di investimento, degli sviluppi conseguiti nelle reti e nella dislocazione della nuova produzione;

c) perseguire soluzioni, dato lo stretto nesso intercorrente tra i limiti nella capacità di trasmissione inter-zonale e l'indispensabilità di ENEL nel soddisfacimento contestuale della domanda in più zone, mirate a controllare che l'impresa dominante sul territorio non tragga indebiti vantaggi dall'esercizio di strategie "collegate" in varie zone del Paese;

d) impedire l'instaurarsi di un meccanismo di mercato distorto nella determinazione dei prezzi e delle quantità (quindi dei segnali e degli incentivi che esso può dare) dall'eventuale esercizio abusivo del potere di mercato, al fine di consentire che i soggetti concorrenti di ENEL (gli esistenti ed i potenziali nuovi entranti) abbiano corretti riferimenti di mercato per gli investimenti in generazione.

Le attività di monitoraggio e di regolazione ex ante e di repressione di eventuali comportamenti abusivi, svolte dall'Autorità di regolazione e dall'Autorità di tutela della concorrenza, sono finalizzate ad evitare che una tale distorsione si produca, e quindi che i segnali di prezzo sul mercato dell'energia siano trasparenti e tempestivamente trasmessi ai corretti destinatari.Solo in questo modo appare possibile che il meccanismo di mercato assuma il vero ruolo di indirizzo e di segnale affinché si venga a creare una offerta di energia in grado - per tipologia, costi, capacità e ubicazione degli impianti – di formulare strategie credibili, e concorrenziali, rispetto a quelle dell'operatore dominante.

Quanto, invece, alle misure per favorire un assetto concorrenziale della domanda di energia elettrica, rispetto ad un primo periodo (2004) in cui essa è stata espressa in forma aggregata dal Grtn, la modifica operativa che la vede "attiva" dall'1 gennaio 2005 sul MGP e MA appare una misura nella giusta direzione. Inoltre, si ritiene debbano sempre più svilupparsi adeguati strumenti di copertura del rischio di prezzo (contratti differenziali standardizzati, prodotti derivati negoziati anche su appositi mercati organizzati, ecc.), in grado di facilitare la partecipazione attiva e consapevole della domanda e di incentivare strategie di acquisto dell'energia elettrica maggiormente reattive alle variazioni di prezzo (evidenziando le possibili elasticità della medesima). A ciò può essere dato un contributo sostanziale, da un lato, accelerando il processo di installazione e gestione dei misuratori orari su tutti i livelli di tensione dei clienti finali e, dall'altro, sostenendo iniziative mirate all'utilizzo razionale dell'energia.