

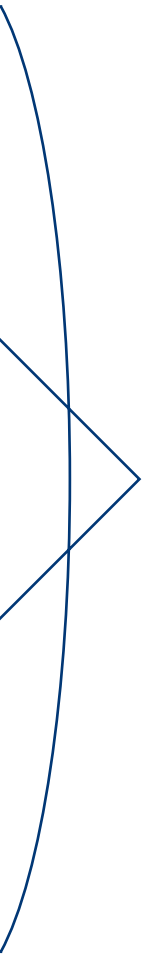


AUTORITÀ GARANTE
DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

**Indagine conoscitiva
sullo stato della liberalizzazione
dei settori dell'energia elettrica
e del gas naturale (IC22)**

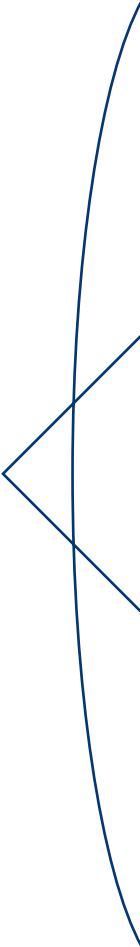
**Indagini
conoscitive**



SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA	5
INTRODUZIONE	6
1 ELEMENTI STRUTTURALI DEL SETTORE ELETTRICO NAZIONALE	8
1.1 Domanda ed offerta all'ingrosso di energia elettrica	8
1.1.1 Copertura del fabbisogno elettrico nazionale	8
1.1.2 Principali operatori	10
1.1.3 Copertura del fabbisogno con l'avvio del mercato organizzato	11
1.2 Analisi della capacità produttiva installata	12
1.2.1 Potenza installata e potenza disponibile	12
1.2.2 Composizione del parco elettrico nazionale	13
1.2.3 Ripartizione della potenza netta per singolo operatore	14
1.2.4 Previsioni di crescita del parco generazione	21
2 IL DISPACCIAMENTO DI MERITO ECONOMICO E IL SISTEMA DELLE OFFERTE	26
2.1 Caratteristiche tecnico-normative del settore e architettura dei mercati	26
2.2 Il modello Italiano	28
2.2.1 Congestioni di rete e segmentazione spaziale del mercato	33
2.2.2 Corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto	38
2.2.3 L'impiego di strumenti a termine per la copertura dei rischi connessi con la volatilità del prezzo nel mercato	41
2.3 Il servizio di dispacciamento	46
3 ANALISI DEL POTERE DI MERCATO NEI MERCATI RILEVANTI	50
3.1 Introduzione	50
3.2 Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	53
3.2.1 Mercato rilevante del prodotto	53
3.2.2 I Mercati geografici rilevanti	59
3.2.3 Analisi del potere di mercato unilaterale	73
3.2.4 Un approfondimento della relazione tra pivotalità e dominanza in un'ottica antitrust	82
3.2.5 Incentivi all'esercizio del potere di mercato unilaterale nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	86
3.2.6 Andamento e livello dei prezzi nel mercato del giorno prima	93
3.3 il mercato per il servizio di dispacciamento	99
3.3.1 Individuazione dei mercati rilevanti	99
3.3.2 La struttura del MSD	105
4 L'ESERCIZIO DEL POTERE DI MERCATO COLLETTIVO NEI MERCATI RILEVANTI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA	114
4.1 Il modello di oligopolio presente sui mercati rilevanti	114
4.2 Fattori che incentivano la collusione tacita	117
4.3 Conclusioni	123
5 REGOLAZIONE E ANTITRUST IN MATERIA DI CONCORRENZA	125
5.1 Predisposizione delle condizioni essenziali al funzionamento del mercato elettrico e promozione della concorrenza	126
5.2 monitoraggio del funzionamento dei mercati	127
5.3 interventi regolatori per il controllo del potere di mercato	129
5.4 accertamento delle condotte illecite in una prospettiva antitrust	129
6 SINTESI E CONCLUSIONI DELL'INDAGINE CONOSCITIVA	134
6.1 L'offerta di energia elettrica in italia	134
6.2 L'architettura del mercato elettrico	136
6.3 Potere di mercato unilaterale	140
6.3.1 Il mercato all'ingrosso	141
6.3.2 La struttura del mercato all'ingrosso	142
6.3.3 Pivotalità nel mercato all'ingrosso	143
6.3.4 Pivotalità e dominanza	144
6.3.5 Pivotalità e incentivi all'esercizio del potere di mercato	145
6.3.6 Il mercato dei servizi di dispacciamento	146
6.4 Potere di mercato collettivo	148
6.5 Intervento regolatorio e intervento antitrust	149
6.6 Linee di intervento	152

SETTORE DEL GAS NATURALE	155
PREMESSA	156
1. L'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE	158
1.1 Modalità di copertura della domanda di gas naturale	158
1.2 La produzione nazionale	159
1.3 Le importazioni di gas naturale	160
1.4 Le infrastrutture di trasporto internazionale	165
1.5 Il costo del gas importato	173
1.6 Comportamenti dell' <i>incumbent</i> Eni sul mercato dell'approvvigionamento di gas	174
1.7 Approvvigionamento e vincoli <i>take or pay</i> : impatto sulle strategie competitive dell' <i>incumbent</i> e incentivi alla segmentazione della domanda	175
2. LO SCENARIO DI DOMANDA E OFFERTA A MEDIO TERMINE	180
2.1 Scenari previsivi di domanda e offerta	180
2.2 Andamento dell'offerta e nuove infrastrutture	182
3. CONFIGURAZIONE DELLE FASI REGOLATE DELL'INDUSTRIA DEL GAS NATURALE A SEGUITO DEL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE	193
3.1 Trasporto e dispacciamento	193
3.1.1 La tariffa di trasporto: metodologia ed effetti sulla concorrenza	195
3.1.2 Criteri di accesso alla rete di trasporto	201
3.1.3 La creazione di un mercato regolato di scambio di capacità e di gas	205
3.2 Stoccaggio	207
3.2.1 Regolazione dello stoccaggio ed effetti sulla concorrenza	209
3.2.2 Criteri di accesso al servizio di stoccaggio	214
3.3 Terminale di rigassificazione di GNL	217
3.4 Distribuzione	220
3.4.1 Evoluzione della struttura organizzativa	220
3.4.2 L'impatto della regolazione nella distribuzione di gas	221
4. CONFIGURAZIONE DELLA FASE DI VENDITA DEL GAS NATURALE A SEGUITO DEL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE	223
4.1 Il processo di riconfigurazione dell'offerta di gas	223
4.2 L'entrata di operatori elettrici e i nuovi processi di integrazione orizzontale (elettricità-gas)	229
4.3 Prezzi e politiche commerciali	232
4.4 La regolazione nella fase di vendita al dettaglio	239
5. CONCLUSIONI	242
Premessa	242
5.1 Il ruolo dell'operatore dominante	243
5.2 Il ruolo dei nuovi operatori e lo sviluppo delle infrastrutture	245
5.3 L'accesso non discriminatorio al sistema	247
5.3.1 Trasporto	247
5.3.2 Stoccaggio	249
5.3.3 GNL	250
5.3.4 Distribuzione	251
5.4 Le dinamiche in atto nella fase della vendita	252
5.5 Obiettivi e possibili misure di intervento	256
ALLEGATI: provvedimenti di avvio e di chiusura dell'indagine conoscitiva	263

SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA



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

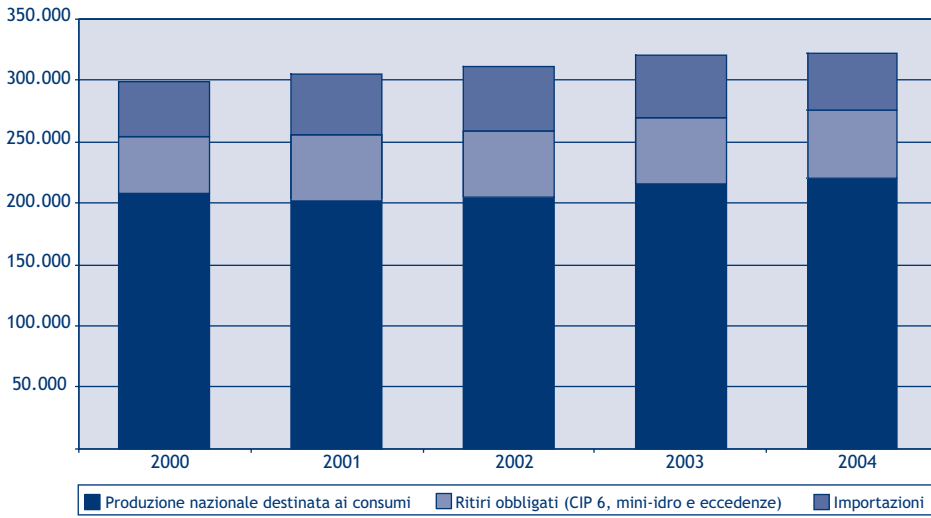
8

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%).

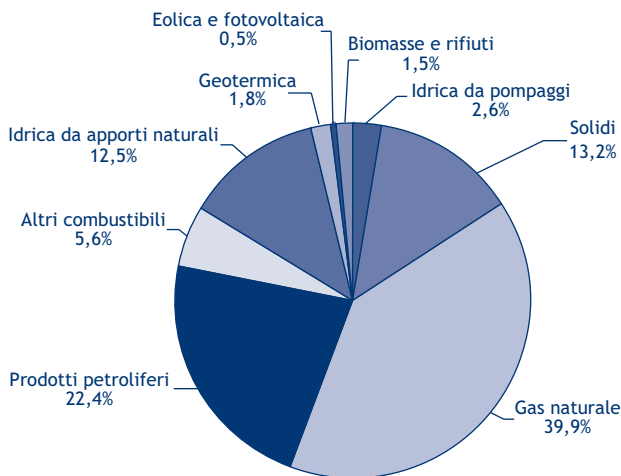
La produzione termoelettrica, inclusa la produzione da biomasse e rifiuti, ha rappresentato nel 2004 l'81,4% della produzione lorda complessiva, la generazione idroelettrica totale è stata pari al 16,2% mentre la produzione geotermoelettrica si è attestata sull'1,8%; infine, il contributo dell'energia 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.

Figura 1.1 - Fabbisogno di energia elettrica e sua copertura (GWh)



Fonte: elaborazione AEEG su dati Grtn

Figura 1.2 - Produzione lorda di energia elettrica per fonte, anno 2003

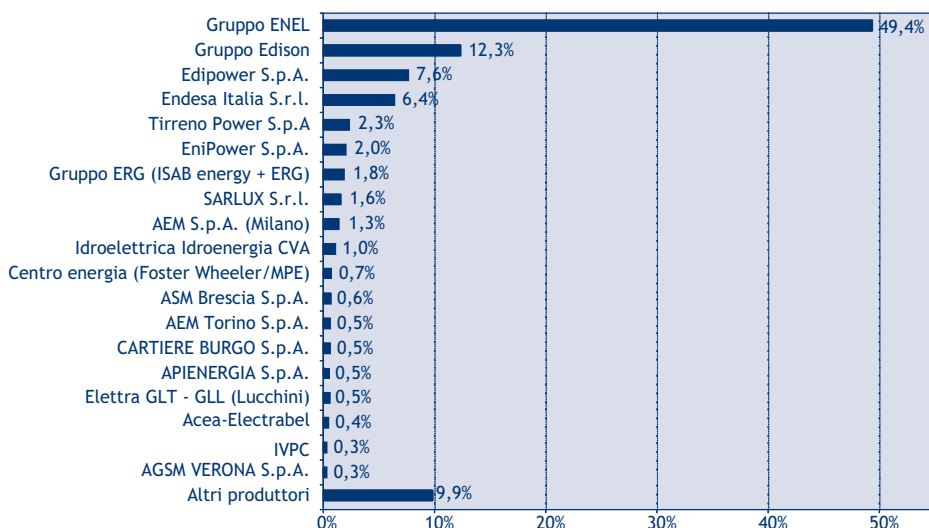


Fonte: elaborazione AEEG su dati Grtn

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%, 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.

Figura 1.3 - Quota percentuale delle maggiori società sulla generazione netta, anno 2003^(a)



^(a) Include l'autoproduzione e l'energia ritirata dal Gestore della rete

Fonte: stime AEEG su dati forniti dagli operatori

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.

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 economico² 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 vincolato³ 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.

Tavola 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: <i>contratti differenziali</i>	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.

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

Fonte: AU, preconsuntivo aggiornato al 26 gennaio 2005.

² AI 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.

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.

Tavola 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	
Parco idroelettrico	19.011	18.935	18.827	14.669	52.385
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 con-

dizioni climatiche dell'estate 2003 che hanno esercitato una forte pressione sulla domanda di energia elettrica⁵ 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 operativa⁶ 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

Tavola 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

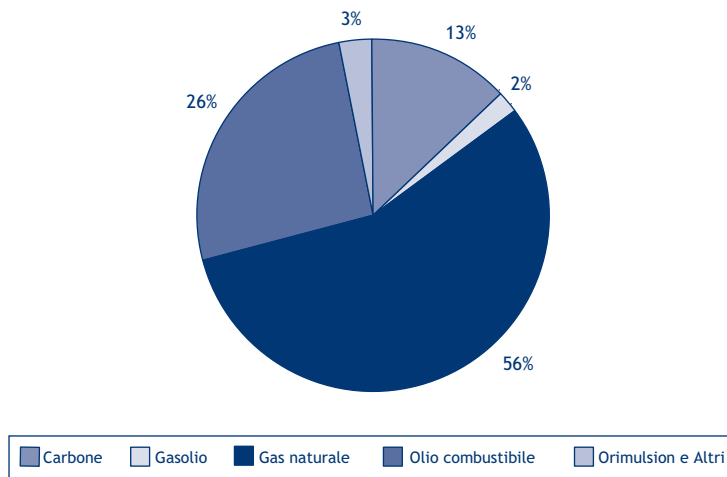
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn, Registro delle Unità di Produzione

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.

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.

Figura 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.

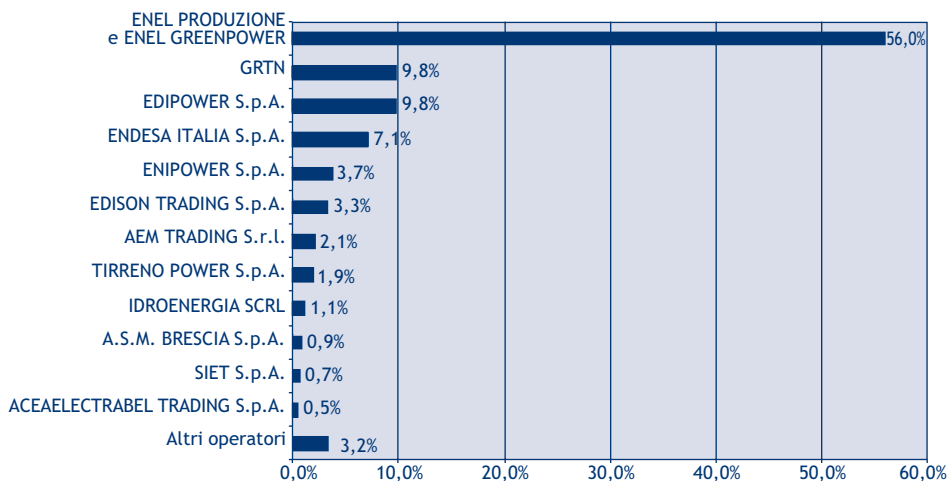
1.2.3 RIPARTIZIONE DELLA POTENZA NETTA PER SINGOLO OPERATORE

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

⁷Su questo punto si veda infra §2.3

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%.

Figura 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 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.

Tavola 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 S.p.A.	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. S.p.A.	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

Tavola 1.7 - Ripartizione percentuale di 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 S.p.A.	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. S.p.A.	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

Figura 1.6 - potenza efficiente netta operativa del parco impianti termico per i principali utenti del dispacciamento e per tecnologia, - mw, 17 giugno 2004

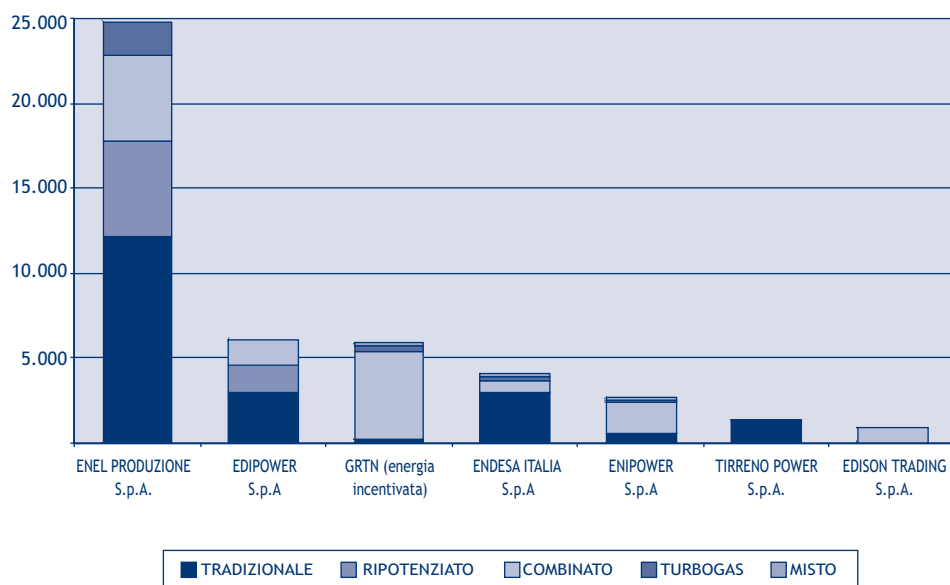
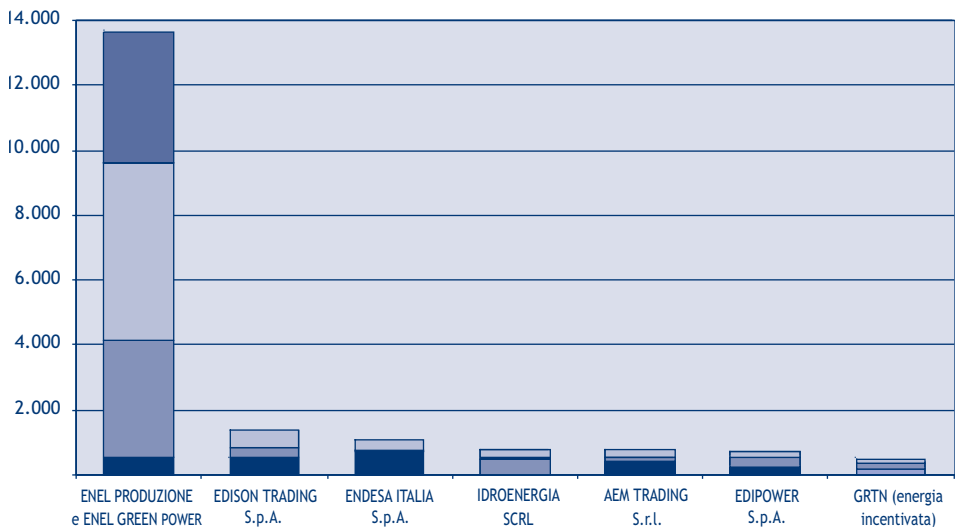


Figura 1.7 - Potenza efficiente netta operativa del parco impianti idroelettrico per i principali utenti del dispacciamento e per tecnologia, - MW, 17 giugno 2004.



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.

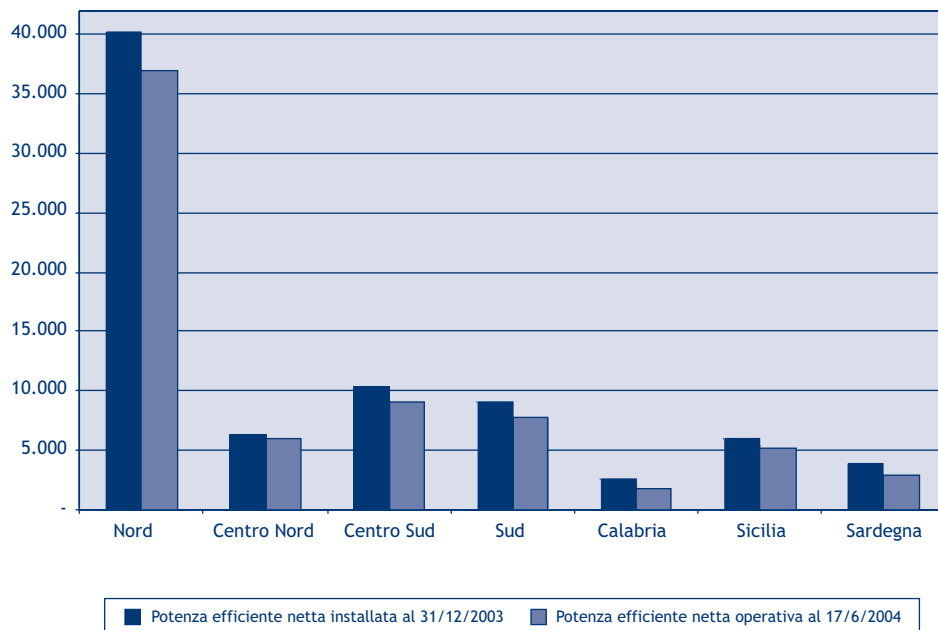
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn, Registro delle Unità di Produzione

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.

Figura 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.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn

Aggregando le zone in macrozone⁹ 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

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

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.

Tavola 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 S.p.A.	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. S.p.A.	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%

Tavola 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 S.p.A.	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. S.p.A.	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%

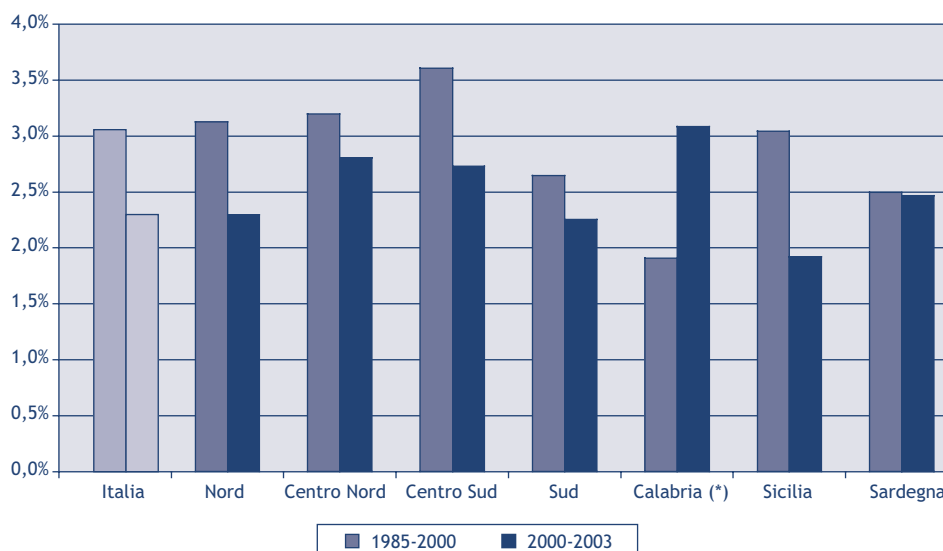
(*) Le aggregazioni delle zone in macro-zone sono state effettuate sulla base dei mercati geografici rilevanti definiti nel capitolo 3 (§3.2.2). La zona Nord include, oltre alle regioni settentrionali, i poli di produzione limitata di Turbigo Ronco e Monfalcone; la zona Macro Sud comprende le zone Centro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

Figura 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 2002-2004¹⁰, 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.

Tavola 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).

Tavola 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, ambientalizzazioni	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

¹⁰ Dati aggiornati al 21 dicembre 2004

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 impianti¹¹, 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).

Tavola 1.12 - Crescita della capacità installata nel biennio 2004-2005

Anno	Potenza installata a fine anno	Nuovi impianti entrati in funzione entro la fine dell'anno	Entrate impianti dopo repowering, riconversioni, ambientalizzazioni	Uscite per Dismissioni, repowering, riconversioni, ambientalizzazioni	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

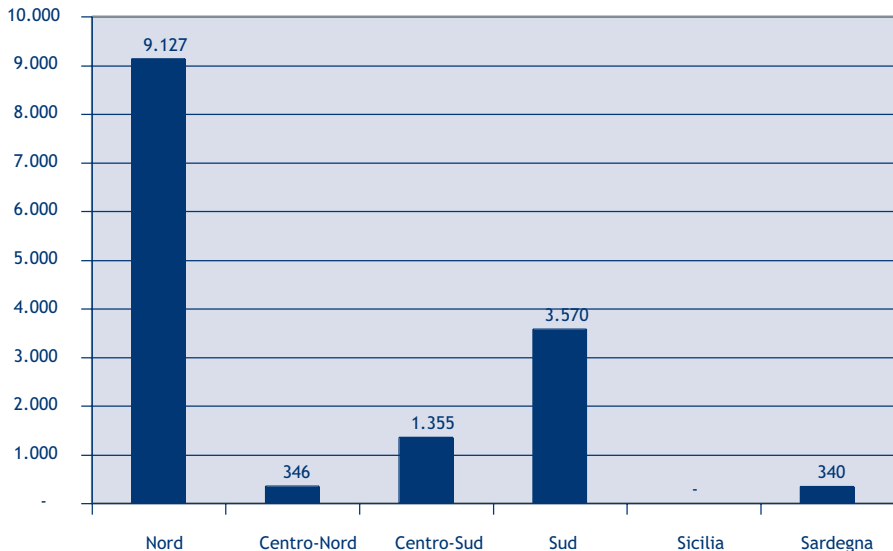
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Grtn

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, ovvero sia 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).

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

Figura 1.10 - Aumento netto della potenza efficiente netta operativa per zona nel periodo 2004-2007 (MW)



Fonte: elaborazione 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, rischierano, 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).

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).

Tavola 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: Elaborazione AEEG e stime AEEG su dati Grtn

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 nazionale 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 Independent System Operator - ISO - nel caso non sia proprietario della rete di trasmissione, o di Transmission System Operator - TSO, nel caso in cui il coordinatore sia anche proprietario delle infrastrutture di rete).

2.2 Il modello italiano

28

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 amministrative 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 amministrative 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 relative¹². 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

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 discriminarietà tra le modalità di approvvigionamento.

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 dall'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. 48/04¹³.

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.

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 valorizza-

te, indipendentemente dalla zona dove i prelievi avvengono, al prezzo unico nazionale (di seguito: PUN) determinato come media dei prezzi zonalì, ponderata sulla base dei consumi zonalì. 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 zonalì. 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.

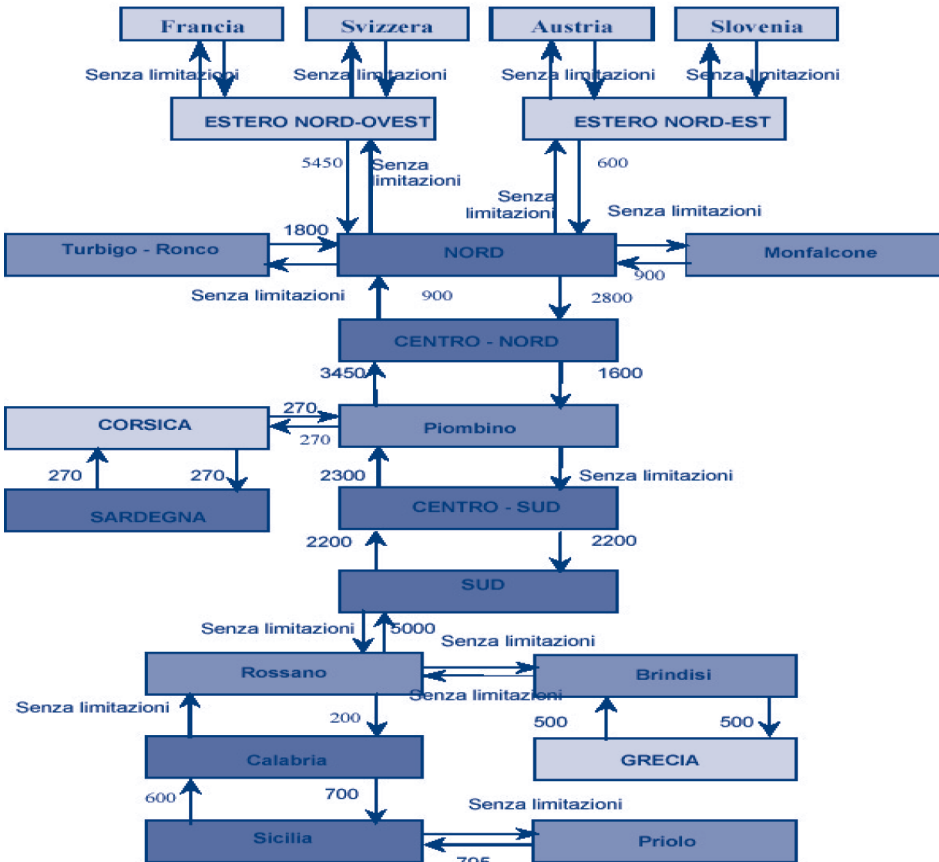
Il differenziale di prezzo tra due zone sulla rete di trasmissione rappresenta anche una misura del beneficio associato ad un incremento della capacità di trasporto tra zone medesime. Dal punto di vista della eseguibilità dei contratti di compravendita di energia elettrica va inoltre osservato che i 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.

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.

Figura 2.1 - Rappresentazione zonale della rete di trasmissione e limiti di scambio*



VDD = Valore Da Definire

* Inverno diurno 2004 con i teledistacco a Monfalcone, Brindisi e Rossano, e EDA della Sicilia attivato
 Fonte: Gestore della 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). DA è la domanda di energia espressa nella zona A e DB è la domanda di energia espressa nella zona B. Si assuma che $DA + DB = 10.000$ e che $DA = (1 - \alpha) 10.000$ e $DB = \alpha 10.000$.

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, KA sia più efficiente di quella installata in B, KB e che ogni zona abbia capacità di generazione sufficiente a servire l'intera domanda del sistema, cioè che $KA > 10.000$ e $KB > 10.000$.

Nel caso in cui la capacità di trasporto T sia uguale o superiore alla domanda realizzata nella zona B, cioè $T \geq DB$, 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 trasmissione. Gli impianti della zona A produrranno una quantità pari a 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 $DB - T$.

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 preleverrebbero 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 scaricati 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:

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

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.

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.

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:

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

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.

Per la copertura dal rischio associato al diverso prezzo di mercato dell’energia sul territorio (differenziale spaziale), nei disegni di mercato zionali (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).

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 quel 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 state 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.

Tavola 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.

Tavola B4.2 - Copertura da CFD

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%

Tavola 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

Tavola 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 S.p.A.	26549	69%
ENEL Green Power S.p.A.	1405	4%
Endesa Italia S.p.A.	8152	21%
Altri operatori	2249	6%
TOTALE	38355	100%

I CCC consentono l'esecuzione della transazione interzonale con corrispettivo fisso, pre-determinato 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 pre-determinate 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 il 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 $(p_{un} - p^*) \cdot q^*$, quindi di ricevere in totale
 - $p_v \cdot q^* - (p_{un} - p^*) \cdot q^*$;

L'acquirente di pagare sempre e comunque l'energia elettrica negoziata $p^* \cdot q^*$ (visto che qualunque eccedenza del prezzo unico di mercato rispetto a quello del CFD sarà compensato dal venditore e, viceversa, qualunque riduzione del pun 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 esercitabile 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_u (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:

$$(p_u - p_v) \cdot q^*$$

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)):

$$p_v \cdot q^* - (p_u - p^*) \cdot q^* + (p_u - p_v) \cdot q^* \equiv p^* \cdot q^*$$

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 pun 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:

- risolvere le congestioni della rete rilevante;
- 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 che 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.

BOX 6 - 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).

Difformemente 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

50

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 rilevanti¹⁵.

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.

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:

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

dove il termine di sinistra rappresenta i ricavi guadagnati sulla quantità Q_1 venduta a seguito dell'incremento del prezzo ΔP (P (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

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.

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).

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

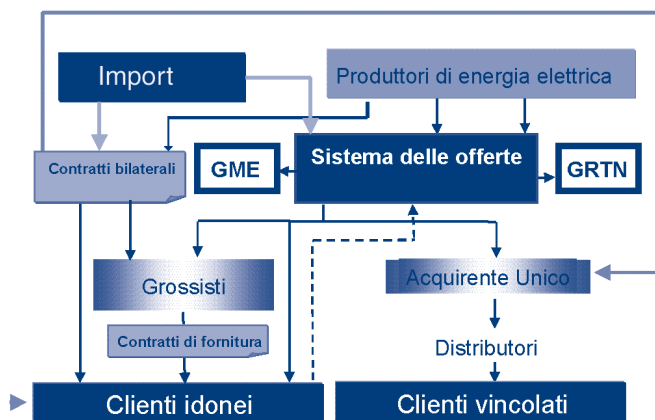
¹⁷ Naturalmente ci si riferisce all'architettura del sistema "a regime" cioè prevedendo la partecipazione attiva della domanda.

vigente, “operatori di mercato”. Tali operatori debbono essere utenti del dispacciamento, ossia sottoscrittori di un contratto di dispacciamento con il Grtn, o loro delegati¹⁸.

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

Assetto del settore



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.

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.

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/approvvisionarsi 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.

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

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.

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

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 periodo²³.

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

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.

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.

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 uti-

lizzarle 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 RILEVANTI²⁴

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.

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.

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 mercato²⁶(cd "prezzi zionali"), 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 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).

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.

²⁷ SI veda, in particolare la tabella 6, pagina 24 del "Rapporto mensile sulle contrattazioni" 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.

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:

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

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);

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).

Tavola 3.1 - percentuale di ore lavorative o dei weekend con domanda residuale zona 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: elaborazione 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 $\frac{DR_{z,h}}{D_{z,h}}$, 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 $\frac{DR_{z,h}}{D_{z,h}}$ nei giorni lavorativi è positivo e compreso fra il 50% e il 100% (cfr. tavola 3.2).

Tavola 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: elaborazione 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.

Tavola 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: elaborazione AEEG su dati Grtn

Tavola 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: elaborazione 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 Herfindal-Hirschmann (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 2004²⁹. 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 Cip6³⁰. Il dato sulle offerte accettate rappresenta l'effettiva contribuzione del produttore alla 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 elevati³¹.

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 2600³².

²⁸ L'indice HHI si ottiene sommando i quadrati delle quote di mercato delle imprese partecipanti e può 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.

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 guidelines" 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.

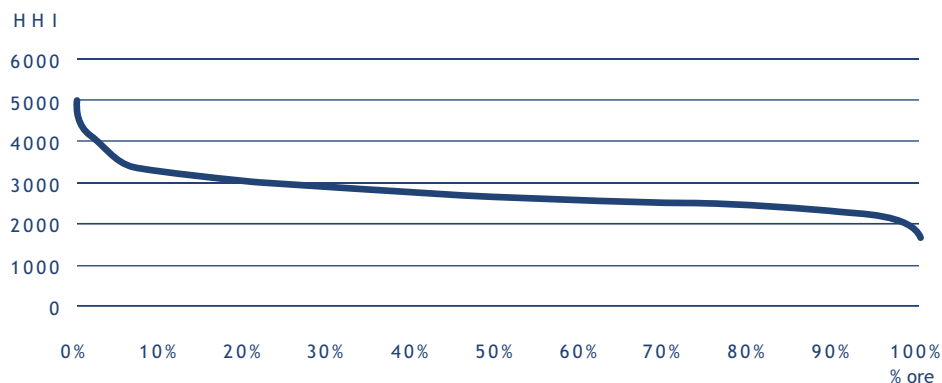
**Tavola 3.5 - Quote di mercato mensili Macrozona Nord - offerte accettate -
(quote comprensive delle quantità relative ai poli di Turbigo e Monfalcone)**

	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: elaborazione AEEG su dati Gme

Figura 3.1

**Indice HHI Macrozona Nord Offerte Accettate
(1 Aprile - 30 Settembre)**



Fonte: elaborazione AEEG su dati Gme

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 EDI-POWER e ENDESA risultano maggiori di quelle relative alle offerte accettate.

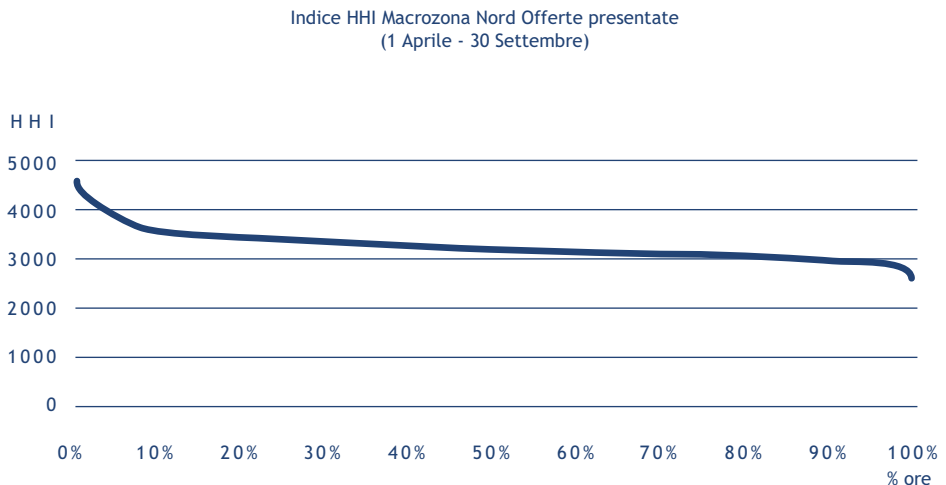
Tavola 3.6 - Quote di mercato mensili Macrozona Nord - offerte presentate - (quote comprensive delle quantità relative ai poli di Turbigo e Monfalcone)

	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: elaborazione 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.

Figura 3.2



Fonte: elaborazione 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.

Tavola 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%

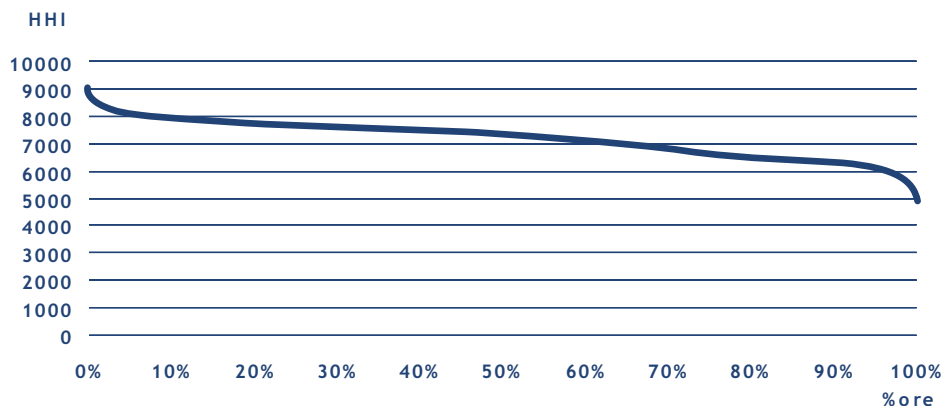
Fonte: elaborazione AEEG su dati Game

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.

67

Figura 3.3

Indice HHI Macrozona Sud Offerte Accettate
(1 Aprile - 30 Settembre)



Fonte: elaborazione 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 redistribuzione 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.

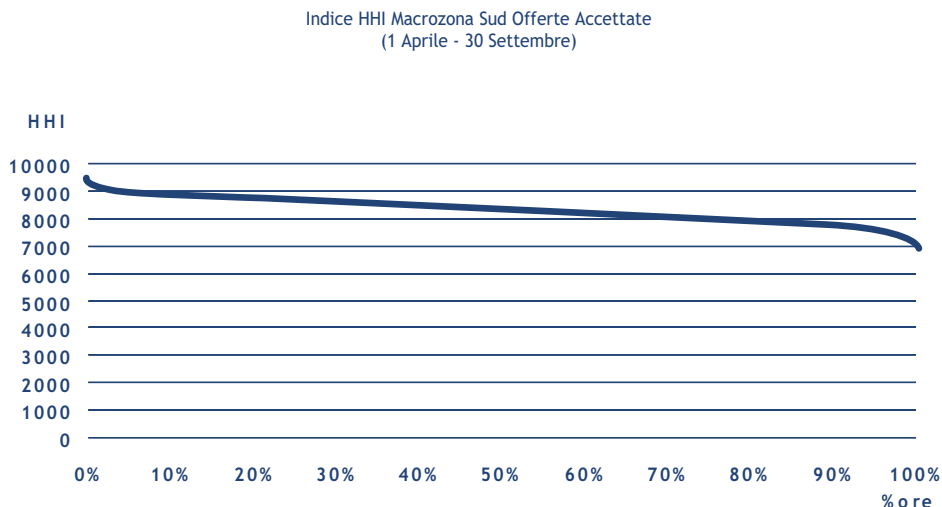
Tavola 3.8 - Quote di mercato mensili Macrozona Sud - offerte accettate -
(quote comprensive delle quantità relative ai poli di Piombino, Brindisi e Rossano)

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
ENEL	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: elaborazione 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).

Figura 3.4



Fonte: elaborazione 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.

Tavola 3.9 - Quote di mercato mensili Macrozona Sicilia - offerte accettate - (quote comprensive delle quantità relative al polo di Priolo)

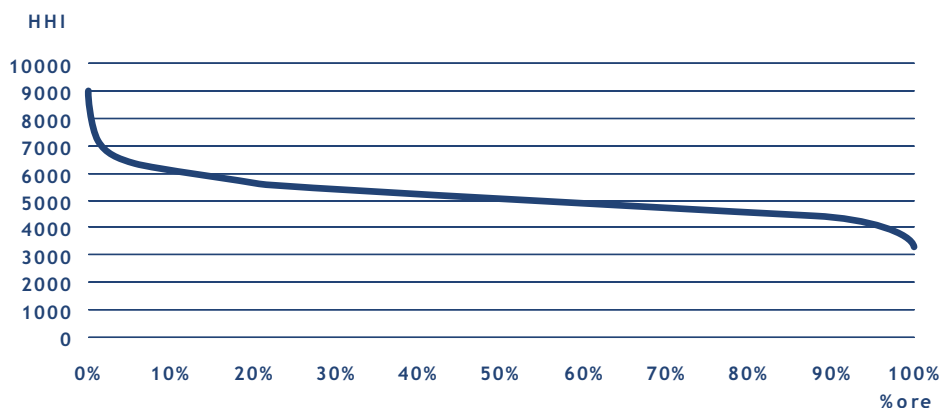
	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
Edipower	39,4%	39,9%	34,5%	28,7%	23,5%	33,6%
ENEL	53,7%	55,0%	59,5%	68,0%	73,1%	60,2%
Altri	6,9%	5,1%	6,1%	3,3%	3,4%	6,2%
CR2	93,1%	94,9%	93,9%	96,7%	96,6%	93,8%

Fonte: elaborazione AEEG su dati Gme

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

Figura 3.5

Indice HHI Macrozona Sicilia Offerte Accettate
(1 Aprile - 30 Settembre)



Fonte: elaborazione 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.

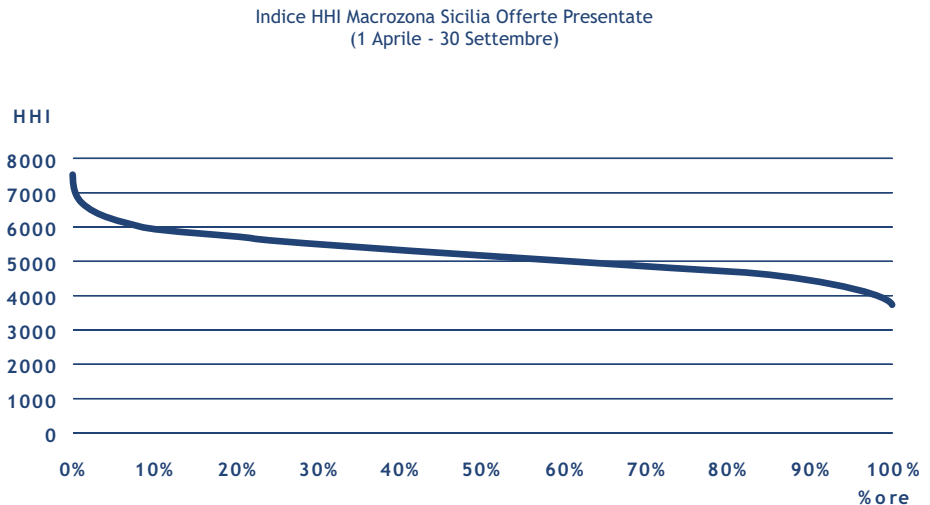
Tavola 3.10 - Quote di mercato mensili Macrozona Sicilia - offerte presentate - (quote comprensive delle quantità relative al polo di Priolo)

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
E dipower	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: elaborazione 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).

Figura 3.6



Fonte: elaborazione 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.

Tavola 3.11 - Quote di mercato mensili Macrozona Sardegna - offerte accettate -

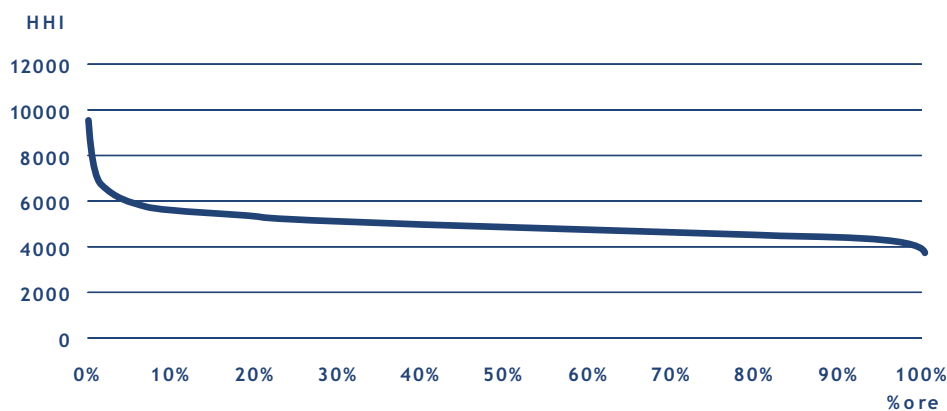
	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre
Endesa	57,5%	54,2%	54,0%	50,1%	42,8%	40,8%
ENEL	38,3%	42,1%	41,6%	45,5%	55,4%	54,4%
AES Ottana Energia	4,1%	3,7%	4,4%	4,2%	1,7%	4,7%
Altri	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,1%
CR2	95,9%	96,3%	95,6%	95,6%	98,2%	95,2%

Fonte: elaborazione 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.

Figura 3.7

Indice HHI Macrozona Sardegna Offerte Accettate
(1 Aprile - 30 Settembre)



Fonte: elaborazione 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.

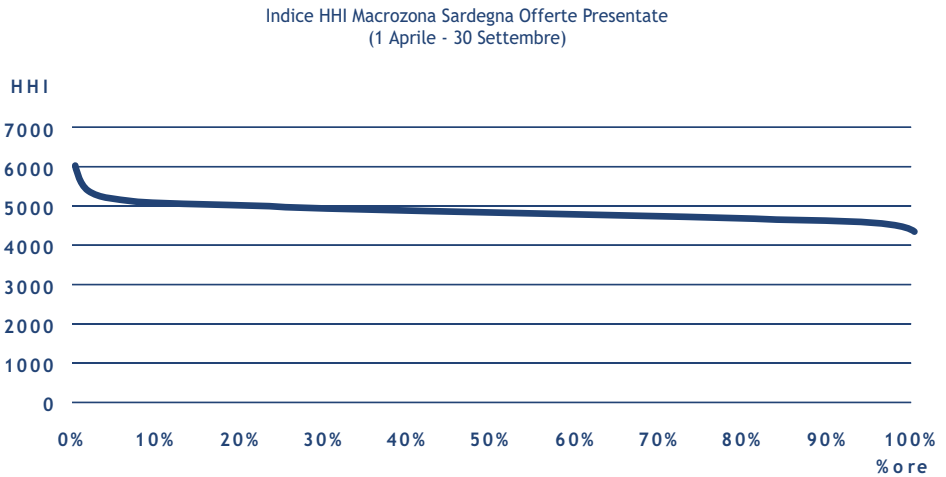
Tavola 3.12 - Quote di mercato mensili Macrozona Sardegna - offerte presentate -

	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: elaborazione 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).

Figura 3.8



Fonte: elaborazione 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 mercato³³.

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) 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.

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.

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

$IMP_{mz,h}^{\max}$ 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:

$$DR_{mz,h,i} + EXP_{mz,h}^{\max} < 0$$

ove

$EXP_{mz,h}^{\max}$ 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 indi-

spensabile” 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:

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

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:

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

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, occor-

re 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.

Tavola 3.13 - Test di indispensabilità nel mercato rilevante Nord
(% di ore nel periodo aprile - settembre 2004)

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

Fonte: elaborazione su dati Grth

Tavola 3.14 - Test di indispensabilità nel mercato rilevante Macrosud
(% di ore nel periodo aprile - settembre 2004)

	<i>Assolutamente indispensabile</i>	<i>Non indispensabile</i>	<i>Potenzialità attiva</i>	<i>Potenzialità passiva</i>
ENEL	100%	0%	0%	0%
EDIPOWER	0%	98%	0%	2%
ENDESA	0%	97%	0%	3%
TIRRENO POWER	0%	100%	0%	0%

Fonte: elaborazione su dati Grth

Tavola 3.15 - Test di indispensabilità nel mercato rilevante Macroscicilia
(% di ore nel periodo aprile - settembre 2004)

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

Fonte: elaborazione su dati Grth

Tavola 3.16 - Test di indispensabilità nel mercato rilevante Sardegna
(% di ore nel periodo aprile - settembre 2004)

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

Fonte: elaborazione su dati Grth

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.

Figura B7.1

ISI Medio di Enel nelle ore lavorative in ciascuna macrozona

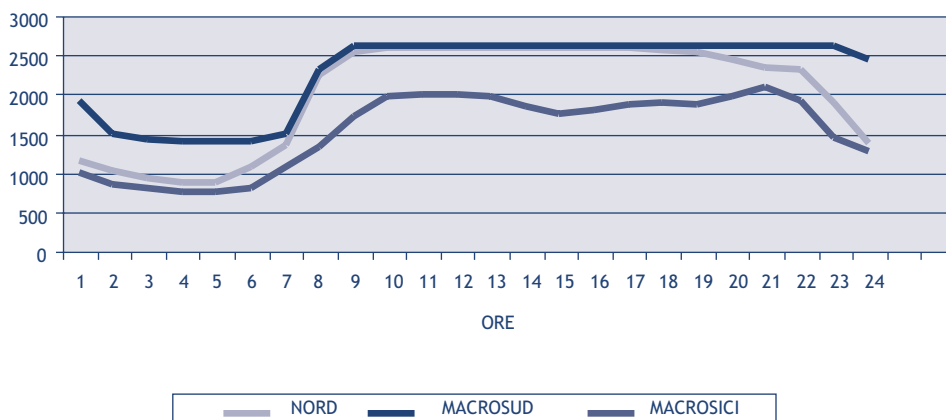
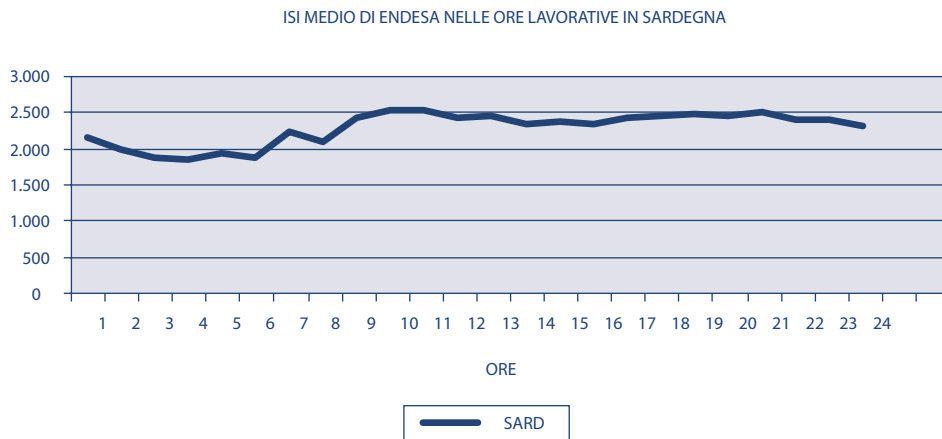


Figura B7.2



Fonte: elaborazione 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:

- assoluta indispensabilità in entrambi i mercati o assoluta indispensabilità in uno dei due associata a potenzialità attiva o passiva nel mercato confinante;
- potenzialità attiva in entrambi i mercati;
- 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 confinante³⁴.

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 competitive³⁵.

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 passiva³⁶. 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).

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

³⁵ Per esemplificare tale caso si ipotizzano 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 i-esimo (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 i-esimo 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 i-esimo 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 i-esimo 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 $\beta < \alpha$.

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

Tavola 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: elaborazione su dati Grth

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.

Tavola 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: elaborazione su dati Grth

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.

Tavola 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: elaborazione AEEG su dati Grth

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 *pivotal* 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 dinanzi 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 *Tavolae* 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 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 a quella di dominanza, nel senso che identifica colui che, date le caratteristiche di domanda e di offerta sul mer-

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

cato, 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 anti-trust, 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 accettate 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 prima³⁸;
- 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'operatore³⁹.

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 mercato rilevante individuato un indicatore in grado di segnalare even-

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.

tuali 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 prossimi 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: $DR_{mz,h} - IMP_{mz,h}^{max}$. 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 €/MWh⁴⁰ ed il prezzo concorrenziale di vendita nella macrozona sia pari a 85 €/MWh⁴¹, 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:

$$(500\text{€} / MWh - 40\text{€} / MWh) * \text{quantità indispensabile} > (85\text{€} / MWh - 40\text{€} / MWh) * \text{quantità offerta}$$

Questa condizione è verificata quando:

$$\frac{\text{quantità indispensabile}}{\text{quantità offerta}} * 100 > 0,01 * 100$$

Questa condizione può in alternativa essere espressa come segue⁴²:

$$ICR < 90$$

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.

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.

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.

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 rilevavano 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.

Figura 3.9

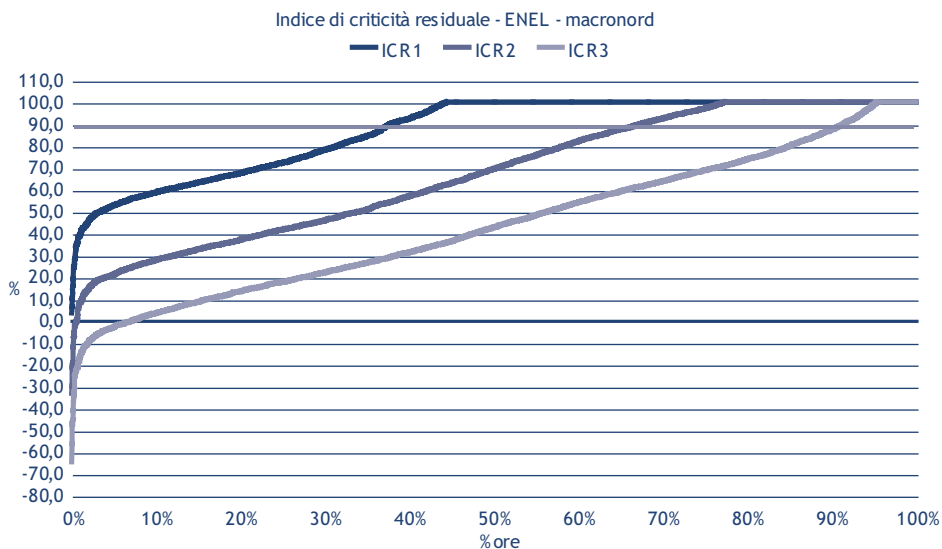


Figura 3.10

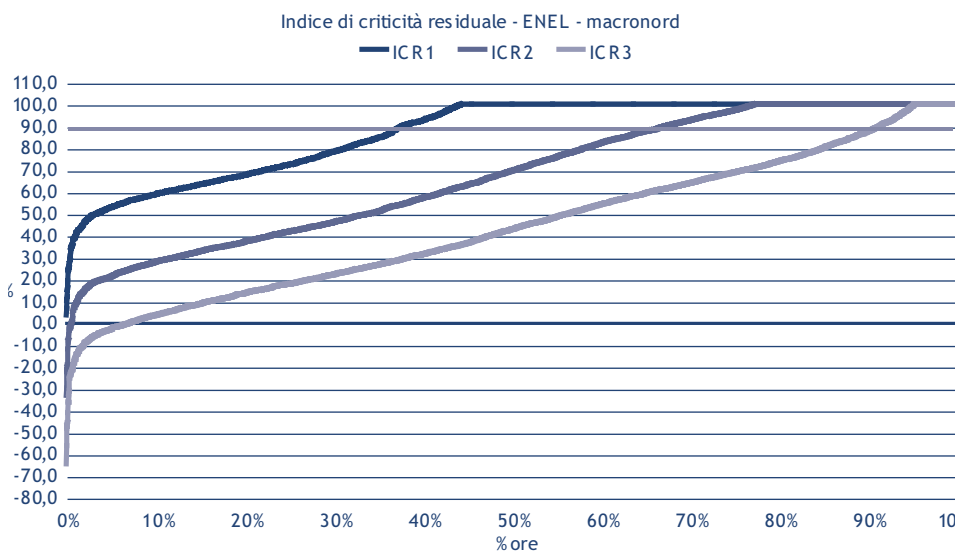
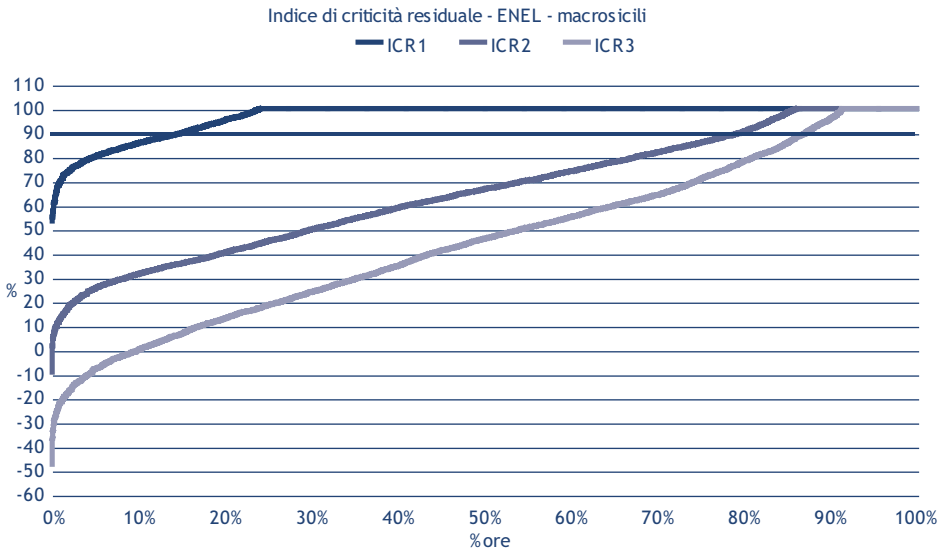


Figura 3.11



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 i 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 esaminate⁴³, 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.

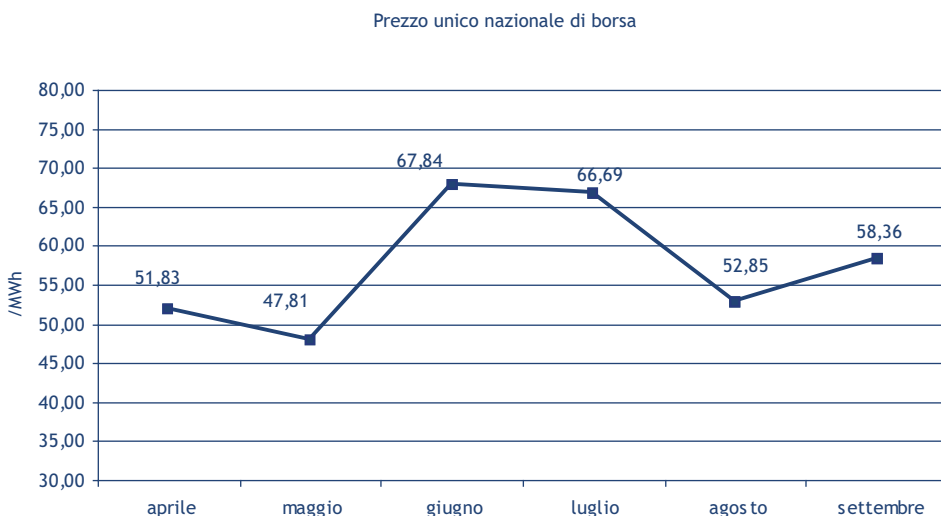
L'analisi dell'andamento dei prezzi di mercato nei mesi in cui è stato operativo il sistema delle offerte indica che le citate criticità strutturali si sono effettivamente tradotte in prezzi di mercato elevati. Nei primi sei mesi di funzionamento dei mercati dell'energia, intercorrenti tra aprile e settembre 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

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.

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.

Figura 3.12

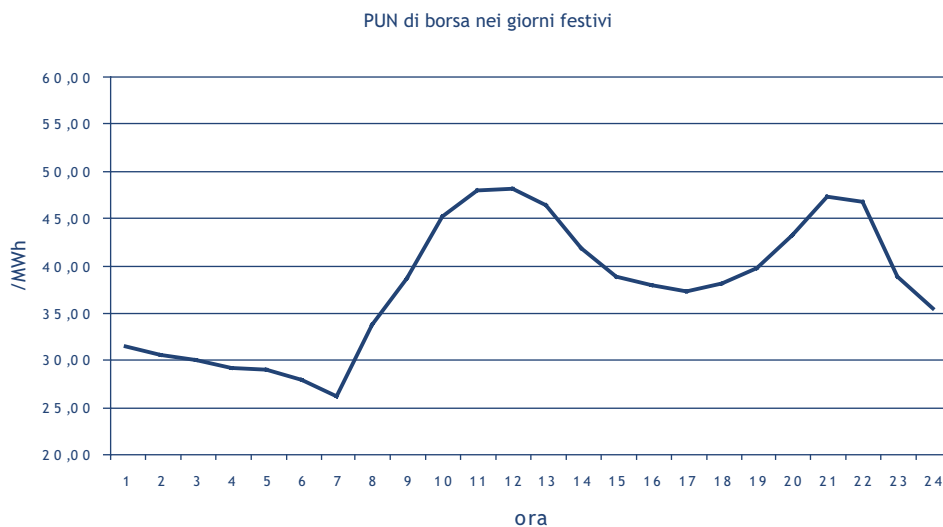


Fonte: elaborazioni sui dati Gme

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.

Figura 3.13

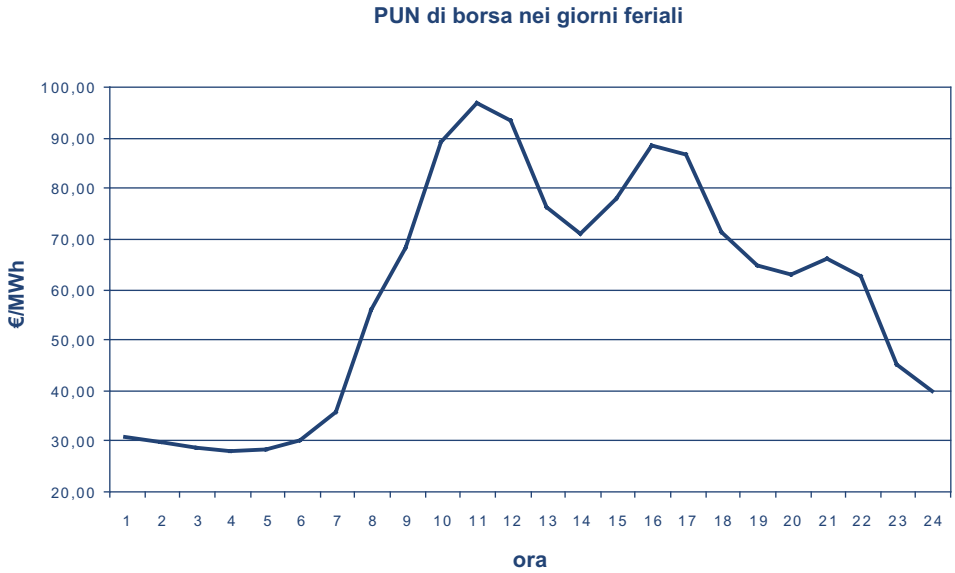


Fonte: elaborazioni sui dati Gme

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.

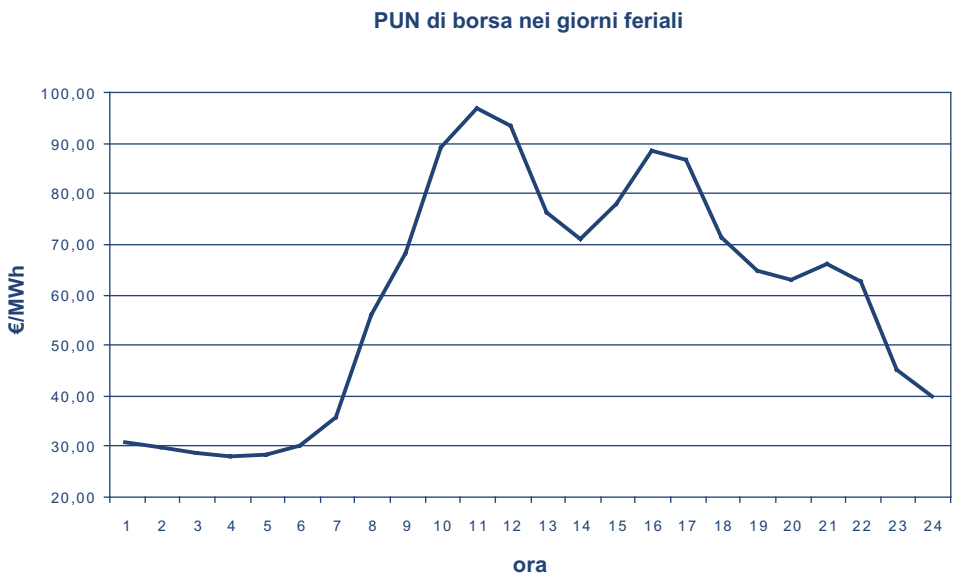
Per quanto riguarda invece i differenziali dei prezzi di vendita tra zone nel MGP il confronto tra i prezzi simulati ed i prezzi effettivi mostra una variabilità molto più marcata dei prezzi di mercato zonali effettivi. La differenza non interessa il solo livello dei prezzi, ma anche il loro ordinamento 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.

Figura 3.14



Fonte: elaborazioni sui dati Gme

Figura 3.14



Fonte: elaborazioni sui dati Gme

**Tavola 3.20 - Prezzi medi di mercato 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	62,5
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: elaborazione su dati GME

L'andamento dei prezzi zionali 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 zionali 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 zionali 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.

Tavola B8.1 - Corrispettivi unitari orari per il diritto di trasporto (e/MWh)

	Calabria	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud
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
positivi							
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							
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: elaborazione su dati GME

Tavola B8.2 - 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	-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: elaborazione su dati GME

Tavola 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: elaborazione 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 evidenzia 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, ENEL⁴⁴ e ENDESA⁴⁵, 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 sistema⁴⁶. 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

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.

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 corretto affermare che il mercato all'ingrosso, descritto al §2.2, ed il MSD sono distinti dal punto di vista merceologico⁴⁸.

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.

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.

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).

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 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 terziaria⁴⁹.

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 for-

⁴⁹Tali 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.

nitura 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 rilevante⁵⁰, 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 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.

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.

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 prelievi 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 zone 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 riserva⁵². 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.

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).

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 congestioni⁵³.

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 ventidue⁵⁴. 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).

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 evidenzia 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

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.

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 stessi⁵⁵. 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.

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

Segue Tavola 3.22

	ORE VUOTE (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	
ENEL CR2	58% 85%	44% 66%	49% 62%	53% 67%	58% 82%	56% 81%	55% 67%	61% 71%	67% 76%	Nord			61% 71%
ENEL CR2	61% 92%	54% 89%	84% 92%	92% 100%	92% 99%	82% 99%	71% 97%	75% 97%	71% 96%	Centro Nord			68% 95%
ENEL CR2	81% 95%	79% 93%	88% 94%	88% 95%	90% 100%	88% 96%	88% 93%	90% 96%	91% 96%	Centro Sud			89% 94%
ENEL CR2	94% 98%	87% 97%	94% 97%	94% 98%	93% 97%	84% 93%	74% 90%	79% 91%	80% 91%	Sud			77% 91%
ENEL Edipower CR2	62% 99%	63% 100%	58% 100%	77% 100%	85% 99%	93% 100%	41% 80%	50% 86%	54% 87%	Sicilia			54% 86%
ENEL Endesa CR2	81% 99%	77% 98%	57% 100%	58% 100%	69% 100%	70% 100%	61% 94%	58% 98%	60% 97%	Sardegna			53% 97%

Fonte: elaborazione su dati GME

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.

Tavola 3.23

	SB-Continente-Ore vuote						Totale
	apr-04	mag-04	giu-04	lug-04	ago-04	set-04	
ENEL	69%	65%	71%	75%	79%	66%	71%
CR2	90%	84%	90%	92%	94%	84%	88%

	SB-Continente-Ore piene						Totale
	apr-04	mag-04	giu-04	lug-04	ago-04	set-04	
ENEL	67%	58%	66%	74%	77%	65%	68%
CR2	91%	82%	85%	88%	90%	86%	85%

	SB-Sicilia-Ore vuote						Totale
	apr-04	mag-04	giu-04	lug-04	ago-04	set-04	
Edipower	71%	58%	67%	81%	82%	99%	78%
CR2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

	SB-Sicilia-Ore piene						Totale
	apr-04	mag-04	giu-04	lug-04	ago-04	set-04	
Edipower	77%	78%	75%	77%	71%	94%	79%
CR2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

	SB-Sardegna-Ore vuote						Totale
	apr-04	mag-04	giu-04	lug-04	ago-04	set-04	
Endesa	59%	79%	65%	70%	87%	78%	75%
CR2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

	SB-Sardegna-Ore piene						Totale
	apr-04	mag-04	giu-04	lug-04	ago-04	set-04	
Endesa	64%	75%	57%	65%	76%	71%	69%
CR2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: elaborazione su dati Grth

Dai dati riportati, si evidenzia 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 al 100%);
- 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).

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

Segue Tavola 3.24

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

4.

L'esercizio del potere di mercato collettivo*

4.1 Il modello di oligopolio presente sui mercati rilevanti

114

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 fran-
gia 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 *pricemaker* 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

* Nei mercati rilevanti all'ingrosso dell'energia elettrica

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 servita⁵⁶.

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 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.

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*.

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 mutamenti 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 riferimento⁵⁷. 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 sensibili⁵⁸;
- 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 orizzontale⁵⁹ 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 italiano⁶⁰.

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>.

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 zonal, sul PUN che paga la domanda di energia; sono altresì pubbliche le informazioni relative ai volumi di energia scambiati sulla base di rapporti 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 concorrenza⁶¹.

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, incen-

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).

tiva 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 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

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

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 ACEA⁶³.

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);
- 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 elettri-

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

ca 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 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 con-

dizioni strutturali discusse nel precedente paragrafo, potrebbe non garantire una evoluzione delle 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 perseguiti e 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 sostituiti 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 terzi⁶⁴. 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).

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.

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 antitrust⁶⁵.

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 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.

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.

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

134

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'attri-

buzione 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 zonal, 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 zionali, 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 zionali 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 par-

tecipanti al MGP sia i titolari di contratti bilaterali siano esposti al rischio derivante dalla variabilità delle differenze tra il PUN ed i prezzi zonal 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 zonal. Tuttavia, entrambi i contratti implicano la fissazione di prezzi il cui livello è esposto al potere negoziale delle parti; tali strumenti, pertanto, coprono il 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).

È 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 costituiscono 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 (HHI⁶⁶ 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.

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

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 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 offer-

ta 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 della 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 aree 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 capa-

cità 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

149

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 amministrative, 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 realiz-

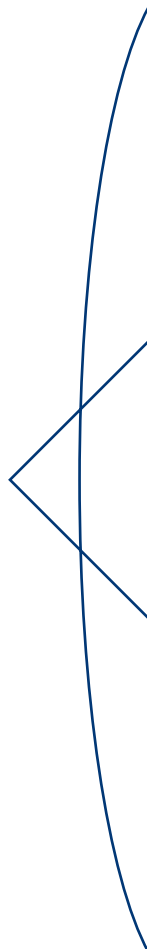
zazione ed alla prioritizzazione degli investimenti in parchi di generazione efficientemente strutturati e ubicati; ogni eventuale evoluzione della configurazione delle zone nel medio-lungo termine dovrà tener conto, al fine di garantire condizioni di certezza nelle scelte di investimento, degli sviluppi 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.

SETTORE DEL GAS NATURALE



Premessa

Nel febbraio 2003 l’Autorità garante della concorrenza e del mercato e l’Autorità per l’energia elettrica e il gas hanno avviato un’indagine conoscitiva congiunta per verificare lo stato del processo di liberalizzazione del settore del gas naturale a circa tre anni dall’entrata in vigore del decreto legislativo 24 maggio 2000, n. 164 “Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell’articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144” (di seguito: decreto legislativo n. 164/00). Nel recepire la direttiva comunitaria 98/30/CE, il sopraccitato decreto legislativo ha previsto una serie di disposizioni, quali ad esempio la separazione societaria, l’accesso regolato a tutte le infrastrutture di sistema, il riconoscimento della libertà di scelta del fornitore per tutti i clienti a decorrere dall’1 gennaio 2003, l’imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale da parte di un singolo operatore che, ben al di là del dettato minimo richiesto dalla normativa comunitaria, hanno posto i presupposti per una radicale trasformazione del settore. All’indomani dell’apertura totale dal lato della domanda, ma anche alla vigilia della entrata in vigore della nuova direttiva 2003/55/CE (1 luglio 2004) destinata a dare nuovo impulso al processo a livello europeo, l’indagine si pone lo scopo di fornire un’analisi critica dell’esito in termini concorrenziali sia delle misure normative e regolatorie adottate, sia delle *performances* registrate nel settore, attraverso un contributo conoscitivo della dinamica delle singole fasi della filiera. In particolare, si

vuole verificare la tesi in base alla quale l'aver definito norme primarie di liberalizzazione relativamente avanzate rispetto alla media dei paesi aderenti all'Unione europea sia, per lo meno nel breve periodo, una condizione necessaria, ma non sufficiente, al raggiungimento di un adeguato contesto concorrenziale nel mercato della vendita di gas naturale.

1. L'approvvigionamento di gas naturale

1.1 Modalità di copertura della domanda di gas naturale

158

La fase dell'approvvigionamento di gas comprende sia l'importazione sia la produzione nazionale. A partire dalla metà degli anni '80, l'Italia è divenuta un paese importatore netto di gas naturale. Sino ad allora, la produzione nazionale aveva un peso maggiore delle importazioni nella copertura del fabbisogno. Con il crescere della domanda (in particolare per la progressiva espansione dei consumi industriali e civili) le importazioni hanno cominciato ad assumere un peso sempre maggiore. La tavola 1 seguente contiene l'andamento della ripartizione percentuale tra importazioni e produzione nazionale per il quadriennio 2000-2003. Nel 2003 più dell'80 per cento del gas approvvigionato sul territorio nazionale è provenuto da importazioni.

Tavola 1 - Ripartizione percentuale tra import e produzione nazionale di gas (2000-2003)

	2000 %	2001 %	2002 %	2003 %
Produzione Nazionale	23	22	20	18
Importazioni	77	78	80	82
Totale	100	100	100	100

Fonte: Ref Irs, Rapporto energia 2002, AEEG Relazione annuale 2003, dati MAP per il 2003.

La sempre maggiore dipendenza dalle importazioni a fini di copertura del fabbisogno è fenomeno di grande rilevanza. Come si evidenzierà nei successivi paragrafi, una serie di elementi tra i quali: chi e come porrà in essere le nuove iniziative nell'importazione di gas; le modalità contrattuali sottese alle importazioni; l'assetto regolamentare relativo al trasporto, stoccaggio e dispacciamento del gas importato; l'eventuale esistenza di un mercato centralizzato su cui offrire tale gas, assumono importanza centrale nella definizione delle prospettive concorrenziali del settore.

1.2 La produzione nazionale

Il gas di produzione nazionale, dopo il picco verificatosi nel 1994 (pari a circa 20 miliardi di metri cubi anno) ha iniziato a subire una fase di declino che ha portato, negli anni 2002 e 2003, alla produzione rispettivamente di 14,4 e 13,5 miliardi di metri cubi/anno. Il *trend* discendente della produzione di gas naturale è ascrivibile principalmente al progressivo declino produttivo dei campi maturi, sia terrestri che marini, e alla mancata messa in produzione delle nuove risorse, tra le quali quelle dell'Alto Adriatico¹. L'andamento negativo del settore *upstream* nel suo complesso è confermato anche dalle riserve recuperabili che sono state valutate nel 2002 pari a circa 217 miliardi di metri cubi. Fra le cause del declino vi è anche la perdita di interesse da parte di Eni, il quale storicamente produce la massima parte del gas italiano, ad investire nel settore in Italia. Dati recenti confermano il perdurare della crisi sia nell'attività di prospezione e ricerca sia in quella di sviluppo di campi già scoperti².

Recenti studi³, nel confermare la necessità di potenziare le attività di esplorazione e di produzione del gas in Italia, attribuiscono le crescenti difficoltà che la produzione nazionale sta affrontando anche alle difficoltà insite nell'attuale quadro normativo e alla complessità dei processi autorizzativi sia per le fasi di esplorazione sia per quelle di coltivazione dei giacimenti. La recente istituzione di un tavolo tecnico tra Ministero delle attività produttive, Ministero dell'ambiente, Regioni e Assomineraria si muove nella direzione di far uscire il settore della produzione nazionale dalla crisi operativa, con la modifica degli accordi procedurali del 2001 sulle attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi.

¹ Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto Annuale 2002 - Ministero delle Attività Produttive.

² Nell'anno 2002 si è registrato il 41 per cento in meno di metri perforati per pozzi a scopo esplorativo e il 53 per cento in meno di metri perforati per lo sviluppo.

³ L'*upstream* nel mondo e l'incertezza dell'attività in Italia - Convegno annuale del Settore Idrocarburi e Geotermia - Tirrenia 17-18 ottobre 2003.

Occorre tuttavia evidenziare che la quasi totalità della produzione nazionale è in capo all'Eni, che nel 2003 ha prodotto circa l'89 per cento del gas nazionale. Si ravvisa quindi la possibilità che si verifichino eventuali comportamenti strategici da parte dell'*incumbent*, che controlla di fatto il prezzo dell'approvvigionamento da produzione nazionale, finalizzati ad incentivare l'acquisto del gas naturale proveniente da contratti di importazione. Il restante 11 per cento del gas nazionale estratto nel 2003 è stato prodotto da Edison (9 per cento) e da una serie di piccoli operatori (2 per cento).

Eni Divisione Gas & Power è il soggetto che dispone della quasi totalità di gas naturale di provenienza nazionale. Nel 2003 ha acquisito circa 12,1 miliardi di metri cubi di gas di produzione nazionale, dei quali circa il 98 per cento tramite un trasferimento interno dalla Divisione Exploration & Production (ex Agip) alla Divisione Gas & Power. Stime del Ministero delle attività produttive indicano che, nel 2010, a fronte di una produzione nazionale di gas di soli 6 miliardi di metri cubi, le importazioni dovrebbero essere pari a circa 85 miliardi di metri cubi. Nel medio termine, pertanto, l'Italia diventerà un paese quasi completamente dipendente dalle importazioni per il soddisfacimento del proprio fabbisogno di gas.

1.3 Le importazioni di gas naturale

L'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 ha introdotto, rispetto alla precedente situazione di sostanziale monopolio di fatto di Eni nell'attività di importazione di gas naturale, un doppio regime legale:

- una autorizzazione amministrativa per le importazioni di gas naturale da paesi non appartenenti all'Unione Europea;
- una mera comunicazione per le importazioni di gas naturale da paesi appartenenti all'Unione Europea.

Queste misure, unitamente alle norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza previste all'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00⁴, avevano l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato italiano – sulla base di una quota crescente del fabbisogno dal 2001 al 2010 – di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti nell'importazione di gas (Enel ed Edison). L'idea sottostante ai tetti

⁴. L'articolo 19, comma 3 del decreto legislativo n. 164/00 prevede che: "A decorrere dall'1 gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75 per cento dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. La suddetta percentuale è ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61 per cento".

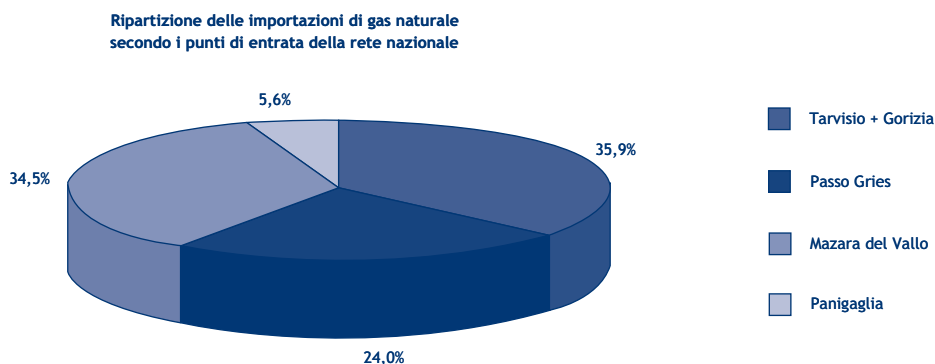
era che, poiché la produzione nazionale di gas naturale è destinata a ridursi progressivamente nei prossimi anni, a causa dell'esaurimento dei giacimenti e della stasi in nuove iniziative di investimento nell'*upstream* nazionale, la possibilità di sviluppare la concorrenza nella fase di approvvigionamento di gas (*gas to gas competition*) fosse unicamente perseguibile tramite la creazione di nuove opportunità di importazioni indipendenti da Eni.

Nel 2003 sono stati importati in Italia circa 62 miliardi di metri cubi di gas. La quasi totalità proviene da contratti pluriennali contenenti clausole *take or pay*. Il peso degli acquisti *spot* appare dunque assolutamente marginale rispetto a quello degli acquisti di lunga durata⁵.

La figura 1 mostra la ripartizione delle importazioni di gas naturale in base al punto di entrata della rete di trasporto nazionale: la quota maggiore di import giunge in Italia tramite il punto di ingresso di Tarvisio, al confine con il gasdotto austriaco TAG, la cui provenienza è principalmente la Russia; seguono le importazioni di gas algerino, che arrivano in Italia attraverso il Transmed, con punto di entrata ubicato in Sicilia (Mazara del Vallo), e poi le importazioni che giungono mediante il confine con la Svizzera di Passo Gries (si tratta di gas proveniente principalmente dai Paesi Bassi, e in minor quota da altre produzioni intracomunitarie, nonché dalla Norvegia); infine il gas proveniente dalle produzioni del nord Africa, che giunge come gas naturale liquefatto (di seguito: GNL) presso il terminale di Panigaglia dove viene rigassificato e immesso in rete.⁶

Fatta eccezione per quantitativi di gas algerino acquistati da Eni, nonché di quote che arrivano in Italia come GNL per conto di Enel e di alcuni carichi *spot* rigassificati presso il terminale di Panigaglia, tutto il gas importato in Italia è giunto via tubo.

Figura 1. Origine gas naturale importato nel 2003



Fonte: Map.

⁵. Nell'anno 2003 i contratti di durata annuale hanno avuto un'incidenza sul totale dei volumi pari a circa il 2 per cento.

⁶. A seguito dello *swap* concordato tra Enel e GdF in relazione al GNL nigeriano acquistato da Enel con un contratto pluriennale nel 1997, sono da attribuirsi a tale contratto quote delle importazioni via gasdotto da Russia, Francia e Germania, nonché quote di gas algerino che arrivano in Italia come GNL per conto dell'Enel, per un totale superiore al 6 per cento del totale del gas importato dall'Italia.

Nel periodo maggio 2000-maggio 2004, si è osservato un progressivo aumento dei soggetti che hanno richiesto l'autorizzazione per (o hanno comunicato l'intenzione di) importare gas naturale. La tavola 2 sintetizza le richieste di autorizzazione e le comunicazioni pervenute al Ministero delle attività produttive al maggio 2004⁷. Questi dati, tuttavia, non indicano l'effettiva presenza di operatori nella fase di importazione di gas ma, più semplicemente, l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione di gas naturale. Soprattutto nel caso di importazioni pluriennali di gas proveniente da paesi extra europei, infatti, l'ottenimento dell'autorizzazione da parte del Ministero delle attività produttive non ha automaticamente comportato l'effettuazione dell'importazione.

Tavola 2 - Anagrafica importatori (maggio 2004)

	n. autorizzazioni	n. soggetti autorizzati
Importazioni pluriennali extra UE	27	14
Importazioni pluriennali extra UE (istruttorie in corso)	15 (*)	15
Importazioni spot extra UE	23	14
Comunicazioni importazione gas EU	88	24

(*) Di queste 15 istanze 3, le più recenti, sono in corso di valutazione, le altre 12 sono da considerare pratiche da archiviare.

Fonte: Map.

Delle 27 autorizzazioni per importazioni pluriennali da paesi non appartenenti all'Unione Europea, rilasciate a 14 soggetti dal Ministero delle attività produttive, sono poche quelle che hanno sino ad ora determinato effettive importazioni di gas sul territorio nazionale. Sicuramente tra queste sono comprese le autorizzazioni relative agli acquisti di gas norvegese di proprietà di Eni effettuati al confine tra Francia e Germania dalle società Dalmine Energie, Energia ed Edison (“vendite innovative”).

Alcune autorizzazioni per importare gas da paesi extraeuropei si riferiscono a gas che verrà importato nei prossimi anni. Si tratta, in particolare, di autorizzazioni ad importare sino ad 8 miliardi di metri cubi/anno di gas libico venduto da Eni (per la precisione dalla consociata Eni North Africa BV) alle società Energia, Edison e Gaz de France a partire dal 2005.

7. Si tratta di autorizzazioni per nuovi investimenti nell'attività di approvvigionamento successivi all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 (maggio 2000). Non compaiono nel novero di queste autorizzazioni, pertanto, le importazioni di gas che si riferiscono a contratti *take or pay* di importazione sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE da parte di ENI, ed in misura ridotta da Enel ed Edison.

Vi sono, poi, autorizzazioni relative:

ad importazioni di GNL la cui effettiva realizzazione è vincolata alla costruzione dei terminali di rigassificazione di Brindisi e di Rovigo⁸;

agli acquisti di gas dell'operatore algerino Sonatrach da parte di quattro *shippers* (Bridas, World Energy, Compagnia Italia del Gas ed Edison).

Relativamente alle 88 comunicazioni di importazione di gas da paesi comunitari pervenute al Ministero delle attività produttive al maggio 2004 si tratta, con due uniche eccezioni⁹, di acquisti di piccole quantità di tipo *spot* (annuali o infra-annuali).

Eni nel 2003 ha importato direttamente poco più del 64 per cento del totale del gas naturale importato. Se si sommano le quantità cedute poco prima della frontiera ai quattro acquirenti delle “vendite innovative”, questa percentuale sale a circa il 74 per cento.

Tutte le importazioni di Eni si riferiscono a contratti *take or pay* pluriennali sottoscritti prima (in molti casi poco prima) dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE. Gli attuali fornitori di Eni sono Gasunie (Olanda); Gazprom (Russia); Sonatrach (Algeria); numerosi operatori presenti nei giacimenti del mare del Nord davanti alle coste norvegesi.

Alcuni di questi contratti, in particolare quelli sottoscritti con il fornitore russo Gazprom e l'olandese Gasunie, si contraddistinguono per avere profili di *build up*¹⁰ che si estendono per un arco di anni molto lungo, con un'entrata a regime prevista solo a partire dal 2008. La figura 2 indica che la vita media residua dei contratti *take or pay* di Eni al 2003, è ancora molto lunga e pari a 17 anni.

Queste due ultime osservazioni conducono a ritenere che, per un buon numero di anni futuri, porzioni dell'incremento di domanda di gas naturale che si verrà a realizzare potranno essere soddisfatte con gas proveniente dai contratti sottoscritti da Eni nel 1997, ossia nell'imminenza dell'avvio del processo di liberalizzazione.

Figura 2. Anni di vita residua dei contratti take or pay di Eni

[omissis]

Fonte: Eni.

⁸ Nel terminale di Brindisi verrà rigassificato GNL di British Gas di provenienza egiziana, mentre in quello di Rovigo verrà rigassificato GNL proveniente dal Qatar.

⁹ Acquisto da parte di Plurigas di 3 miliardi di metri cubi annui di gas Eni di provenienza olandese al confine franco svizzero per il periodo 2001-2011 (si tratta della quarta “vendita innovativa”); acquisto in Belgio da parte di Energas di un piccolo quantitativo di gas acquistato per la durata di cinque anni.

¹⁰ *Build up* di un contratto di importazione è il regime transitorio durante il quale si raggiungono le quantità contrattuali media e massima giornaliera di regime.

Il secondo importatore italiano è Enel che, nel 2003, ha importato volumi di gas naturale per poco più di 9 miliardi di metri cubi, pari a circa il 15 per cento del totale importato. I due contratti di lungo periodo di acquisto di gas naturale di Enel attualmente in essere sono un contratto per l'acquisto di gas algerino da circa 4 miliardi di metri cubi di gas l'anno ed un contratto di acquisto di GNL nigeriano sottoscritto con la società nigeriana NLNG, la cui esecuzione, venuta meno la possibilità di realizzare un terminale di rigassificazione a Monfalcone, ha reso necessaria una complicata triangolazione di gas tra Enel stessa, Eni e Gaz de France¹¹. I due contratti hanno scadenza, rispettivamente nel [omissis] e nel [omissis].

Edison ha una quota sul totale del gas importato nel 2003 pari a circa il 10 per cento. Allo stato attuale, Edison ha sottoscritto un contratto di lungo periodo con il fornitore russo Promgaz (*joint venture* al 50 per cento tra Eni e Gazprom) che le garantisce forniture per circa 2 miliardi di metri cubi/anno al punto di ingresso di Tarvisio sino al [omissis]; vi è poi un contratto sottoscritto con Eni nel 2001 per circa 1,5 miliardi di metri cubi/anno di gas norvegese che rappresenta una delle quattro “vendite innovative”. Vi è inoltre un contratto di acquisto da Eni come anticipo delle importazioni di gas dalla Libia che nel 2003 ha comportato forniture per poco meno di 2 miliardi di metri cubi/anno al punto di ingresso di Mazara del Vallo. Vi sono infine discariche *spot* di GNL che hanno comportato immissioni complessivamente pari a circa 0,5 miliardi di metri cubi.

Gli altri tre principali importatori sono Plurigas, Dalmine Energie ed Energia (congiuntamente hanno importato l'8 per cento del totale del 2003). I primi due hanno sottoscritto un contratto *take or pay* con Eni che andrà a scadere nel 2011. Energia ha sottoscritto con Eni un contratto “ponte” per gas norvegese sino al 2005 e successivamente acquisterà 2 miliardi di metri cubi/anno di gas libico da Eni sulla base di un contratto di [omissis] anni di durata.

La tavola 3 riassume la situazione al 2003 nel mercato italiano dell'approvvigionamento di gas naturale (importazione e produzione nazionale). Dei 75,6 miliardi di metri cubi di gas che sono stati approvvigionati nel 2003, il 68 per cento (51,7 miliardi di metri cubi) è stato approvvigionato da Eni, mentre il restante 32 per cento da terzi. Il secondo operatore è Enel (circa 12 per cento). Seguono Edison (9,5 per cento), Plurigas (4,1 per cento) e poi una serie di operatori minori.

¹¹ Il GNL acquistato da Enel in Nigeria viene rigassificato nel terminale di Gaz de France di Montoir in Francia a seguito di uno *swap* concordato tra Gaz de France e ENI.

Tavola 3 - Approvvigionamento di gas naturale in Italia nel 2003

	G(m ³)	%
Totale approvvigionato ENI	51,7	68,3
di cui		
<i>importazioni</i>	39,6	
<i>produzione nazionale</i>	12,1	
Importazioni ENEL	9,2	12,2
Totale approvvigionato EDISON	7,2	9,5
di cui		
<i>importazioni</i>	5,9	
<i>produzione nazionale</i>	1,3	
Importazioni PLURIGAS	3,1	4,1
Importazioni ENERGIA	1,2	1,6
Importazioni DALMINE ENERGIE	0,6	0,7
Altri	2,7	3,6
Totale	75,6	

Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

1.4 Le infrastrutture di trasporto internazionale

165

A fronte della appena descritta formale pluralità di importatori per il nostro Paese, un fattore indicativo dell'assetto del mercato è costituito dal fatto che Eni, direttamente o attraverso società partecipate, è in grado di condizionare la gestione di tutte le infrastrutture fisiche di importazione. Si tratta:

del terminale di Panigaglia, l'unico impianto esistente per la ricezione di GNL dall'Algeria;

dei gasdotti internazionali che attraversano l'Unione europea (Germania e Austria), o che attraversano un paese europeo non appartenente all'Unione (Svizzera), o ricadenti in territorio extra europeo.

I gasdotti che attraversano il territorio dell'Unione europea sono riconducibili al sistema TENP e al sistema TAG:

il sistema TENP attraversa la Germania dalla località di Bocholtz, al confine con l'Olanda, alla località svizzera di Wallbach, nei pressi del confine svizzero-tedesco, per l'importazione di gas olandese;

il sistema TAG attraversa l'Austria dalla località di Baumgarten, nei pressi del confine tra l'Austria e la Repubblica Slovacca, fino a Tarvisio, per l'importazione di gas proveniente dalla Russia.

In territorio europeo esterno all'Unione è invece localizzato il sistema Transitgas, che attraversa il territorio svizzero dalla località di Wallbach fino alla località di Passo Gries e che si connette al sistema TENP, per l'importazione di gas olandese, ed alla rete di trasporto proveniente dalla Francia, per l'importazione di gas norvegese.

Nel territorio di paesi extra europei sono presenti:

il sistema TTPC, che attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, alla frontiera con l'Algeria, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, per l'importazione di gas algerino;

il sistema TMPC, che attraversa il Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo e connette il sistema TTPC al sistema italiano per l'importazione di gas algerino.

La strategia in termini societari adottata in passato da Eni per la realizzazione dei progetti di importazione prevedeva che la responsabilità per la costruzione delle opere venisse affidata o ad operatori locali dei paesi attraversati¹², o a *joint venture* costituite appositamente con gli operatori locali¹³ e, in casi particolari, con i fornitori¹⁴. Tali accordi hanno facilitato il rilascio di permessi e autorizzazioni da parte degli enti governativi dei territori attraversati.

Il finanziamento dei progetti è avvenuto sostanzialmente tramite la garanzia di copertura dei costi di realizzazione fornita da Eni (in virtù della sua posizione di monopolista nella vendita di gas in Italia) e, in misura variabile per ciascun progetto, da altre società fondatrici. Le società proprietarie, o titolari dei diritti esclusivi di trasporto, stipulavano poi contratti di trasporto di lungo periodo con i soggetti utilizzatori che avevano fornito le garanzie per la realizzazione dell'infrastruttura e dunque, in primo luogo, con Eni.

Le tariffe di trasporto applicate sui gasdotti internazionali, correlate agli impegni di trasporto necessari a veicolare il gas, erano calcolate sulla base del recupero degli investimenti in un'ottica verticalmente integrata (cioè tenendo conto dei margini derivanti ad Eni sia dal trasporto che dalla fornitura del gas), in un orizzonte temporale congruente

¹² È il caso del TAG realizzato dalla OMV.

¹³ Per il TENP, la TENP GmbH, partecipata al 49 per cento da ENI; per il Transitgas, la Transitgas, partecipata da Eni al 46 per cento.

¹⁴ Per il TMPC, la TMPC, partecipata con quote paritetiche da Eni e Sonatrach; per il TTPC è stato utilizzato uno schema differente: la Scogat, controllata da ENI, ha ceduto la proprietà del gasdotto alla Sotugat, di proprietà dello stato tunisino.

alla durata dei contratti di approvvigionamento di gas sottoscritti da Eni, generalmente pari a 20-25 anni. I proventi di tali contratti garantivano il flusso di cassa necessario al rimborso dei debiti contratti per la realizzazione dell'infrastruttura di trasporto e alla copertura dei costi gestionali.

A partire dall'anno 2000, nella prospettiva dell'avvio del processo di liberalizzazione (ed in particolare della separazione societaria tra società di vendita e società di trasporto nazionale) Eni ha intrapreso una riorganizzazione societaria anche con riferimento alla gestione delle infrastrutture di trasporto internazionali. Tale ristrutturazione ha comportato l'assegnazione di diritti esclusivi di utilizzo delle infrastrutture o ad imprese comuni, costituite *ad hoc* (come avviene nel caso del sistema TAG con Eni e OMV), o direttamente tramite l'assegnazione di quote di tali diritti alle società fondatrici dell'infrastruttura.

Conseguentemente, a differenza della situazione precedente in cui tutti i rischi, compresa la forza maggiore, erano allocati in capo agli utilizzatori dell'infrastruttura, ne è derivata una ripartizione delle responsabilità tra la società di trasporto, titolare dei diritti esclusivi di uso della infrastruttura, e gli utilizzatori della medesima. Inoltre, per la società di trasporto, venendo necessariamente meno la logica verticalmente integrata, si è determinata la necessità di calcolare la tariffa sulla base del ritorno economico del solo servizio di trasporto, in un'ottica di recupero degli investimenti con riferimento alla vita tecnica dell'infrastruttura e di una opportuna remunerazione del capitale investito, valutato al valore corrente degli *assets*.

Di conseguenza, nel nuovo contesto organizzativo, ogni ipotesi di potenziamento dell'infrastruttura richiesto dagli utilizzatori è valutata alla luce del livello di rischio ritenuto accettabile dall'impresa di trasporto (e dunque in larga parte da Eni). È per questo motivo che, attualmente, le società che gestiscono i gasdotti internazionali, prima di affrontare la eventuale realizzazione di potenziamenti delle infrastrutture, richiedono agli utilizzatori anche adeguate garanzie, quali la sottoscrizione di impegni di trasporto di lungo periodo, e/o la presentazione di fidejussioni bancarie al fine di garantirsi il ritorno sugli investimenti.

È il caso ad esempio del sistema TAG e di quello TTPC.

La società TAG GmbH¹⁵ che fornisce servizi di transito verso l'Italia e, tramite il SOL Pipeline System, verso la Slovenia e la Croazia, oltre a servizi di trasporto locale per i

¹⁵ La società Trans Austria Gasleitung GmbH, abbreviata con TAG GmbH, è titolare dei diritti esclusivi d'uso sul sistema TAG, sulla base di un contratto d'uso sottoscritto con il proprietario dell'infrastruttura OMV e svolge l'attività di gestione e manutenzione dei gasdotti. La società TAG GmbH è partecipata da ENI (89 per cento) e da OMV Erdgas GmbH (11 per cento).

clienti ubicati in Austria, aveva recentemente manifestato l'intenzione di procedere al potenziamento delle proprie infrastrutture¹⁶, richiedendo agli *shippers* interessati, oltre che di manifestare con un congruo anticipo (5 anni) la decisione di aderire all'iniziativa rispetto alla effettiva disponibilità di capacità di trasporto addizionale, la sottoscrizione di contratti di trasporto di lungo periodo (ad esempio 20 anni).

Inizialmente, il potenziamento del sistema TAG era previsto essere completato per l'anno 2008¹⁷. Successivamente, a seguito di un accordo sottoscritto tra Eni e la Direzione generale concorrenza della Commissione europea il 31 luglio 2003 in relazione alla rimozione delle clausole di destinazione economica contenute nei contratti *take or pay* sottoscritti da Eni e Gazprom, il potenziamento del TAG al 2008 è condizionato al mancato avvio, entro il giugno 2005, dei lavori di realizzazione di almeno uno dei due terminali di rigassificazione di GNL; nel caso in cui si realizzino entrambi i terminali il potenziamento è stato rinviato al 2012¹⁸.

Anche relativamente al sistema TTPC, per il quale una serie di nuovi soggetti aveva richiesto capacità di trasporto comportanti il potenziamento dell'infrastruttura¹⁹, la società TTPC²⁰ aveva inizialmente previsto la realizzazione di un potenziamento della capacità di trasporto al 2008, condizionando l'investimento alla sottoscrizione da parte degli utilizzatori di contratti *ship or pay* di lungo periodo, corredati da adeguate garanzie e condizioni.

A seguito dell'effettuazione di una procedura (non competitiva) di allocazione della nuova capacità, in data 31 marzo 2003, Eni ha sottoscritto contratti di trasporto *ship or pay* con sette *shippers* che si erano aggiudicati *pro quota* la nuova capacità sul gasdotto TTPC. I contratti erano subordinati al verificarsi delle seguenti condizioni sospensive da realizzarsi entro il 30 giugno 2003: *a)* ottenimento da parte di ogni assegnatario delle necessarie autorizzazioni rilasciate dallo stato tunisino; *b)* rilascio a cura dell'assegnatario a TTPC della garanzia bancaria richiesta; *c)* ottenimento dell'autorizzazione all'importazione da parte dello stato italiano; *d)* contestuale entrata in vigore di tutti gli altri contratti di trasporto aventi come

¹⁶ TAG ha indicato, con l'aggiunta di stazioni di compressione in linea, una disponibilità di capacità di trasporto addizionale fino a 850.000 metri cubi/ora a 20°C e 1,01325 bar corrispondenti, considerando circa 8.000 ore annue equivalenti di utilizzo della portata, a circa 6,5 miliardi di metri cubi/anno in condizioni normali. (www.tagmbh.at).

¹⁷ Si rimanda al provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. 11421; "A329 SNAM-BLUGAS", in Bollettino n. 47/2002.

¹⁸ Comunicato stampa della Commissione europea IP/03/1345 del 6 ottobre 2003 *Commission reaches breakthrough with Gazprom and ENI on territorial restriction clauses*.

¹⁹ Il progetto di potenziamento del TTPC è di una dimensione, in termini di nuova capacità di trasporto, paragonabile a quello del TAG.

²⁰ La società TTPC, controllata al 100 per cento da ENI, è titolare sino al 2019 del diritto esclusivo di trasporto del sistema TTPC.

oggetto la capacità disponibile; e) notifica da parte dell'assegnatario dell'avvenuto accordo con TMPC (società controllata congiuntamente da Eni e da Sonatrach, titolare del gasdotto sottomarino tra Tunisia e Sicilia non interessato dal potenziamento)²¹.

Con una lettera inviata il 24 giugno 2003 da TTPC agli *shippers* aggiudicatari di nuova capacità, che nel frattempo si erano ridotti a quattro²², Eni ha proposto di posporre alcune condizioni sospensive alla validità del contratto di trasporto dal 30 giugno 2003 al 30 ottobre 2003. Eni ha poi ritenuto che alcune delle condizioni sospensive, alle quali erano subordinati i contratti di trasporto sottoscritti il 31 marzo 2003, non si sarebbero verificate entro il 30 ottobre 2003 (si tratta in particolare della condizione relativa all'ottenimento dell'autorizzazione da parte dello stato tunisino)²³. Dalle informazioni a disposizione, risulta che i quattro *shippers* non condividono il giudizio di Eni in merito alla cessazione di validità del contratto *ship or pay* sottoscritto il 31 marzo 2003 per cui è possibile che, su questo specifico punto, possa essere richiesto un arbitrato internazionale per dirimere la questione.

Eni ha, in ogni caso, offerto ai quattro *shippers* la propria disponibilità a procedere ad una nuova allocazione della capacità addizionale sul sistema TTPC, con un meccanismo simile a quello stabilito con la Commissione europea nel luglio 2003 per il gasdotto TAG. Più specificamente, l'offerta di Eni manteneva l'impegno a potenziare il gasdotto TTPC per l'anno termico 2007-2008, con la possibilità di posporre tale potenziamento all'1 ottobre 2012 laddove, a giugno 2005, almeno un terminale per la rigassificazione di GNL fosse in fase di realizzazione²⁴. Eni ha inoltre informato che, in caso di posponimento del potenziamento del TTPC al 2012, avrebbe richiesto al fornitore algerino Sonatrach la possibilità di ridurre, per il periodo 2008-2012, i ritiri di gas a valere sui propri contratti *take or pay* vigenti al fine di consentire agli *shippers* di poter immettere ugualmente propri volumi di gas acquistati da Sonatrach a partire dal 2008. Sonatrach, nel gennaio 2004, non ha accettato la proposta di Eni.

²¹ Si veda il provvedimento A329B - BLUGAS-SNAM del 18 marzo 2004 in Bollettino n. 12/2004.

²² Si tratta esclusivamente di quelle società che avevano ottenuto l'autorizzazione ad importare gas naturale dall'Algeria da parte del Ministero delle attività produttive entro il 30 giugno 2003.

²³ ENI, azionista unico di TTPC, riteneva che la realizzazione del potenziamento del TTPC entro il 2008 avrebbe potuto essere ostacolata da sopraggiunte nuove prospettive in merito alle condizioni di domanda ed offerta di gas che si sarebbero venute a realizzare sul mercato italiano nei prossimi anni. In particolare, secondo ENI, la realizzazione dei potenziamenti del TAG e del TTPC nei termini prospettati, unitamente alla realizzazione – ritenuta più che probabile - dei due terminali di rigassificazione di GNL di Brindisi e Rovigo, avrebbe determinato dal 2007 un eccesso di offerta di gas ("bolla gas") che avrebbe raggiunto il suo picco nel 2009-2010. In tale situazione di eccesso di offerta, ENI si sarebbe vista costretta a ritirare quantitativi di gas ben al di sotto dei propri obblighi *take or pay* (si veda il paragrafo 2.2).

²⁴ Rispetto all'impegno assunto con la Commissione europea relativamente al potenziamento del gasdotto TAG, che prevede il rinvio del potenziamento al 2012 solo se tutti e due i terminali di rigassificazione annunciati in costruzione verranno realizzati, l'offerta di Eni consente il rinvio del potenziamento del TTPC al 2012 anche in caso di realizzazione di un solo terminale.

Allo stato attuale, pertanto, la realizzazione del potenziamento del TTPC è al centro di un complesso contenzioso che vede coinvolti Eni, la sua controllata TTPC, gli *shippers* aggiudicatari della nuova capacità e Sonatrach, con il coinvolgimento dei rispettivi governi.

Qualora si proseguisse con tale iniziativa, il potenziamento non diverrebbe comunque operativo prima di quattro anni a decorrere dalla decisione finale di investimento. Inoltre, poiché la titolarità di TTPC del diritto esclusivo di utilizzo dell'infrastruttura scade nel 2019, e vi sono incertezze circa una sua possibile proroga, nel caso di rinvio del potenziamento al 2012, la valutazione economica di rientro dagli investimenti per il potenziamento sarebbe limitata ad un arco temporale estremamente ridotto, con il rischio di rendere non più appetibile l'intera iniziativa. Va tuttavia evidenziato che, qualunque sia l'attribuzione dei diritti di utilizzo dopo il 2019 nel gasdotto TTPC, il transito nel tratto terminale del gasdotto di importazione dall'Algeria rimane comunque nella disponibilità di TMPC, vale a dire di Sonatrach e Eni, in quote paritetiche, lasciando loro il controllo sugli accessi al sistema italiano di trasporto.

Da quanto sopra descritto emerge come le società che detengono diritti esclusivi di utilizzo o di trasporto sui gasdotti internazionali siano in grado di condizionare lo sviluppo di nuove iniziative di importazione di terzi, connesse ad interventi di potenziamento delle infrastrutture esistenti, attraverso tre strumenti: la richiesta di garanzie, la sottoscrizione di contratti di lungo periodo contenenti clausole di tipo *ship or pay* e la richiesta di corrispettivi di trasporto che rispecchiano il livello di remunerazione deciso dalle imprese, e che possono raggiungere livelli particolarmente elevati²⁵.

Ciò che più rileva, la decisione di realizzare il progetto di potenziamento delle infrastrutture dipende dai soggetti che detengono i diritti d'uso e in ultima istanza da Eni. Come la vicenda relativa al, prima annunciato, poi rinviato, potenziamento del TTPC insegna, il potere che ha l'operatore dominante Eni di decidere sui potenziamenti assume estrema rilevanza per lo sviluppo della concorrenza sul mercato nazionale: i nuovi entranti, che pure riuscissero a stipulare contratti di acquisto con i produttori esteri, per potere importare gas in Italia devono necessariamente richiedere all'operatore dominante l'accesso alle infrastrutture di trasporto internazionali. In particolare, tenuto conto che la disponibilità di capacità di trasporto delle infrastrutture esistenti è destinata per la maggior parte al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti di approvvigionamento di tipo *take or pay* stipulati prima dell'entrata in vigore della direttiva europea 98/30/CE e che le capacità disponibili per terzi sono costituite esclusivamente dalle capacità di trasporto marginali, messe a disposizione degli utilizzatori, è evi-

²⁵ Tariffe che, se pure non discriminatorie, avvantaggiano comunque le società appartenenti al medesimo gruppo che si servono delle infrastrutture, per le quali si tratterebbe comunque di un trasferimento interno.

dente che soltanto con nuovi potenziamenti è possibile l'accesso di nuovi operatori sul mercato su scala significativa.

Anche in un'ottica di breve termine, tuttavia, in assenza di una disciplina per l'accesso trasparente e non discriminatoria sui gasdotti internazionali di importazione, le modalità di allocazione della capacità esistente possono essere usate quale strumento strategico contro nuove iniziative di importazione. Le difficoltà di accesso di terzi alle infrastrutture di trasporto internazionale possono essere amplificate dall'asimmetria informativa esistente nei confronti di operatori terzi che intendano avvalersi dei servizi di trasporto relativamente alla conoscenza delle capacità effettivamente disponibili rispetto a quelle allocate²⁶. Gli utilizzatori possono incontrare ulteriori problemi in caso di differenti regole di allocazione della capacità o di regole operative disomogenee nei diversi tratti costituenti le infrastrutture di trasporto internazionale rispetto a quelle adottate nei punti di ingresso della rete nazionale di gasdotti.

Per quanto riguarda i gasdotti di importazione in paesi appartenenti all'Unione Europea, la nuova direttiva 2003/55/CE ha delineato le regole per il nuovo mercato interno del gas naturale che si applicheranno a tutti i paesi, compresi quelli di nuova annessione, imprimendo un'accelerazione al processo di integrazione dei mercati, e in particolare prevedendo l'introduzione di accessi regolati a tutte le infrastrutture di trasporto.

Tra le principali misure adottate sono state infatti previste:

l'abrogazione della direttiva 91/296/CEE in materia di transiti, e l'assimilazione a tutti gli effetti del transito di gas al trasporto di gas (e dunque l'estensione del principio di accesso a terzi regolato alle reti di transito), salvaguardando però la validità dei contratti già stipulati;

l'esenzione, assunta caso per caso e con decisione finale da parte della Commissione europea, dal *Third Party Access* (TPA) per i soggetti che concorrono a realizzare nuovi investimenti infrastrutturali in grado di aumentare la competizione sul mercato finale.

In particolare, la regolazione degli accessi e la trasparenza delle condizioni praticate dovrebbe assicurare l'accesso non discriminatorio e favorire le dinamiche concorrenziali, evitando comportamenti opportunistici dei titolari dell'infrastruttura. Ciò nonostante, la salvaguardia del diritto di utilizzo relativo ai contratti stipulati può impedire di fatto l'ingresso di nuovi operatori, e va pertanto accompagnata, da un lato, da un termine per tale regime coincidente con il termine del contratto originario (evitando che una rinego-

²⁶ Gli ambiti di maggiore opacità si riferiscono all'eventuale messa a disposizione di capacità inutilizzata e relativa alla flessibilità contrattuale dei contratti *take or pay* dell'operatore dominante; alla possibilità che siano possibili iniziative di *debottlenecking* dei gasdotti attraverso opportune modifiche delle pressioni contrattuali alle flange di interconnessione tra le linee (dunque senza la necessità di nuovi investimenti).

ziazione del vecchio contratto estenda ulteriormente i termini), dall'altro dall'introduzione di clausole, cosiddette di *use it or lose it*, che permettano a terzi l'utilizzo di capacità contrattuale non utilizzata. Al momento tali previsioni sono oggetto di discussione per la loro adozione da parte del Parlamento Europeo²⁷, ma forti appaiono le resistenze da parte di alcuni paesi.

La Commissione europea sta inoltre svolgendo un'ampia azione nei riguardi dei contratti stipulati dai principali fornitori della Unione europea (Gazprom e Sonatrach) per la modifica delle clausole di restrizione territoriale contenute nei contratti di fornitura con clienti europei. Il citato accordo raggiunto dalla Commissione europea con la società Eni e il produttore di gas russo Gazprom nel luglio 2003 va nella direzione di assicurare sempre maggiore liquidità e possibilità di scambi commerciali al di fuori dei tradizionali legami esclusivi tra i fornitori e i singoli paesi europei, e in particolare permette il disaccoppiamento tra contratti a lungo termine ed una specifica infrastruttura di importazione²⁸.

Per quanto riguarda i gasdotti ricadenti in territorio dell'Unione, vi sono pertanto prospettive, sia pure a medio termine, per un graduale superamento del rischio di politiche discriminatorie in termini di tariffe e regole di accesso, anche se i potenziamenti rimangono subordinati alle decisioni delle società che controllano i gasdotti.

Resta invece insoluta la questione relativa ai transiti in territori non soggetti alla direttiva comunitaria. Nel caso della Svizzera (gasdotto Transitgas), potrebbe essere considerata l'opportunità che l'Unione europea avvii contatti con questo paese che, per la sua posizione geografica, svolge un ruolo di crocevia al centro dell'Europa per i mercati energetici, sia gas che elettrici.

Va infine valutata l'opportunità che anche alle infrastrutture situate in territorio extra Unione europea, e pertanto non ricadenti nell'ambito di applicazione della nuova direttiva, possa essere estesa la regolamentazione dell'accesso di terzi (TPA), per evitare che la soluzione di un accesso trasparente e non discriminatorio nel territorio dell'Unione europea non determini semplicemente uno spostamento a monte del controllo degli accessi al mercato. In tali valutazioni deve essere tuttavia considerata anche la possibilità che una eventuale estensione del regime di accesso a tali infrastrutture, unita alla rimozione delle clausole di destinazione economica, provochi però anche uno

²⁷ [Proposal for a] Regulation of the European Parliament and the Council on conditions for Access to Gas Transmission Networks - Document EC / COM(2003)741 - 10 dicembre 2003.

²⁸ ENI si è impegnato con l'organo comunitario, oltre a eliminare la clausola di restrizione territoriale dai propri contratti *take or pay*, a: (i) vendere al confine austriaco entro un certo lasso di tempo determinate quantità di gas provenienti dai contratti russi; (ii) realizzare, entro il 2008, il potenziamento del gasdotto TAG. Il potenziamento del TAG entro il 2008, tuttavia, è subordinato alla circostanza che, alla data del giugno 2005, non sia in fase di realizzazione almeno uno dei due terminali di GNL previsti; nel caso in cui vengano realizzati entrambi i terminali di GNL ENI potrà posticipare il potenziamento del gasdotto TAG al 2012.

spostamento, lato fornitore, del potere di controllo di mercato. Tale eventualità, tuttavia, appare legata, in particolare, al verificarsi di una situazione di scarsità di offerta (“mercato del venditore”), in grado di trasformare la trasparenza degli accessi al mercato in uno strumento, a disposizione dei fornitori, di potenziale ritorsione per rafforzare strategie, anche tacite, di collusione²⁹.

1.5 Il costo del gas importato

Dai dati acquisiti nel corso dell’indagine conoscitiva è emerso che Eni si caratterizza per un costo medio di importazione di gas naturale inferiore rispetto a quello dei suoi concorrenti³⁰. Limitando l’analisi ai soli contratti di importazione di gas vigenti di durata pluriennale superiore (od uguale) a cinque anni, il costo medio unitario di Eni alla frontiera (costo *cif*³¹) registrato nel 2002 è risultato inferiore in media del [omissis] per cento a quello dei suoi principali concorrenti (Enel, Edison, Plurigas, Energia, Dalmine Energie).

Naturalmente il dato risente di una serie di “circostanze oggettive” che caratterizzano l’operatività di Eni quali:

- ◆ la lunga esperienza nel trattare con i paesi fornitori;
- ◆ i maggiori volumi di gas trattati da Eni rispetto ai concorrenti;
- ◆ la certezza dell’esistenza di un mercato finale di sbocco (che tende a ridurre il rischio volume connesso ai contratti *take or pay* e consente al produttore di ridurre i prezzi di vendita);
- ◆ la maggiore diversificazione geografica delle sue forniture rispetto agli altri operatori, con un *mix* di importazioni che privilegia quantitativamente la fonte che presenta i costi di acquisto *FOB*³² più convenienti ([omissis])³³.

Quanto alle motivazioni di *natura soggettiva* a supporto dell’esistenza di un differenziale così elevato tra il costo *cif* delle importazioni di Eni e quello degli altri operatori, si possono sottolineare i seguenti elementi:

²⁹ Nei paragrafi successivi si argomenterà che, nella misura in cui verranno realizzati i necessari investimenti in nuove infrastrutture di importazione a partire dal 2008, il mercato italiano del gas, per quanto sicuramente non caratterizzato da una “bolla gas” come vuole far intendere Eni, non sarà un “mercato del venditore” nell’accezione utilizzata nel testo.

³⁰ Tale vantaggio di Eni rispetto ad alcuni dei suoi concorrenti sembrerebbe confermato anche con riferimento al costo di produzione di gas nazionale.

³¹ *Cost insurance and freight*.

³² *Free on board*.

³³ [omissis].

- ◆ per quanto riguarda Enel, si registra l'eccessiva onerosità del contratto di importazione di GNL nigeriano, a seguito della complessa operazione di triangolazione con Eni e Gaz de France; dai dati forniti nel corso dell'indagine è emerso che Enel, nel 2002, ha trovato maggiore convenienza economica nel gas acquistato "a bocca di centrale" da Eni piuttosto che in quello importato, via triangolazione, dalla Nigeria;
- ◆ con riferimento agli acquisti effettuati da Plurigas, Dalmine Energie, Energia ed Edison di gas di Eni (di provenienza olandese e norvegese) oltre frontiera, Eni ha sicuramente esercitato il proprio potere di mercato, cedendo il gas a questi operatori gravato di un *mark-up* (rispetto al proprio costo *cif*) oscillante da un minimo del [omissis] per cento ad un massimo dell'[omissis] per cento.

1.6 Comportamenti dell'*incumbent* Eni sul mercato dell'approvvigionamento di gas

Le considerazioni svolte in merito al costo del gas acquistato da Eni dai cosiddetti *shippers* innovativi consente di focalizzare l'attenzione sul sostanziale fallimento, in questa prima fase del processo di liberalizzazione del mercato del gas, del tentativo di creare condizioni concorrenziali nel segmento dell'approvvigionamento. Sebbene il numero di soggetti importatori di gas sia sicuramente aumentato rispetto al periodo precedente, nel quale, oltre Eni, anche Enel e Edison operavano nell'import di gas, gli unici ingressi "su larga scala" (importazioni di grandi quantità e per periodi superiori ai cinque anni) sono stati quelli relativi agli acquisti oltre frontiera di gas di Eni da parte di Dalmine Energie, Energia e Plurigas ("vendite innovative").

Piuttosto che di progetti indipendenti messi in campo da effettivi concorrenti di Eni, si è trattato di iniziative intraprese da Eni stessa, a valere su proprio gas, per il rispetto dei tetti imposti dalla legge e che hanno come avuto effetto la creazione di "clienti-concorrenti" dell'operatore dominante, gravati in partenza, nelle loro politiche commerciali, dall'*handicap* dovuto all'esistenza di un *mark-up* rispetto al costo di importazione sopportato da Eni³⁴.

Anche l'iniziativa che è prevista partire dal prossimo anno (2005) e che prevede, a regime, l'importazione di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas di provenienza libica da parte

³⁴ Su questi aspetti si rimanda integralmente al provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. 11421, "A329 - SNAM-BLUGAS", in Bollettino n. 47/2002. In particolare ha assunto rilevanza la circostanza che Eni abbia venduto agli operatori gas per volumi in eccesso rispetto a quelli che avrebbe dovuto cedere per rispettare i tetti, con l'obiettivo di saturare la quota di immissioni di gas sul territorio nazionale di competenza di terzi.

di Edison (per 4 miliardi di metri cubi), Energia e Gaz de France (per 2 miliardi di metri cubi l'uno) appare in qualche misura controllata dall'operatore dominante che è il fornitore del gas in territorio libico (tramite la controllata Eni North Africa BV), nonché il proprietario dell'infrastruttura di trasporto appositamente costruita (il nuovo gasdotto *Green Stream* che entrerà nel territorio nazionale da Gela).

Eni ha sicuramente agito in maniera opportunistica in risposta alle imposizioni previste dall'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00, finalizzate alla limitazione della presenza dell'operatore *incumbent*, vanificando nei fatti la *ratio* della norma. L'obiettivo di Eni è stato quello di mantenere il controllo dei flussi di gas immesso sul territorio nazionale nonostante il divieto formale a superare certi tetti percentuali.

“Vendite innovative” e cessioni di gas libico, infatti, sono operazioni specificatamente ideate per il mercato italiano che, pertanto, non hanno consentito la creazione dello spazio di mercato (e della necessaria capacità sulle infrastrutture) per l'ingresso di operatori effettivamente indipendenti da Eni nell'approvvigionamento. Al di là del profilo legato all'illiceità del comportamento di Eni rispetto all'articolo 82 del Trattato di Roma riscontrato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel caso delle “vendite innovative”, si ritiene che tale comportamento sia stato particolarmente facilitato dalla mancata previsione, nel decreto legislativo n. 164/00, delle modalità con cui Eni avrebbe dovuto diminuire le quote di immissioni secondo la progressione prevista. Stante tale vuoto normativo, l'operatore dominante ha, ovviamente, scelto la modalità di rispetto “formale” della norma che tutelasse meglio i propri interessi commerciali³⁵.

1.7 Approvvigionamento e vincoli *take or pay*: impatto sulle strategie competitive dell'*incumbent* e incentivi alla segmentazione della domanda

L'analisi condotta nei precedenti paragrafi ha reso evidente che il settore del gas naturale in Italia è ancor oggi contraddistinto, a più di tre anni dall'avvio del processo di liberalizzazione, e nonostante una apparente pluralità di offerta: (i) dall'assenza di operatori nella fase di

³⁵ Non è dunque possibile parlare, riferendosi alle “vendite innovative”, di *gas release*. Le procedure di *gas release* recentemente effettuate in alcuni Paesi europei (ad esempio Gran Bretagna, Spagna, Germania e Austria) si sono caratterizzate per un coinvolgimento di autorità pubbliche (governi, autorità di concorrenza, regolatori), senza che l'operatore dominante potesse scegliere autonomamente a chi cedere il proprio gas.

approvvigionamento realmente indipendenti dall'operatore *incumbent* Eni; (ii) dalla conseguente assenza, per i nuovi entranti, di incentivi a competere nel mercato della vendita finale derivanti dalla disponibilità di fonti di approvvigionamento più competitive.

Vi sono numerose motivazioni che spiegano il permanere di una tale struttura così poco, o per nulla, permeabile ad ingressi indipendenti nell'approvvigionamento e, di conseguenza, all'insorgenza di comportamenti "aggressivi" sul mercato a valle. Oltre a quelle specifiche del contesto nazionale, connesse principalmente all'assetto proprietario delle infrastrutture di trasporto nazionali ed internazionali, ve ne sono altre di natura generale, connesse alle caratteristiche organizzative del settore e alle modalità *take or pay* attraverso cui il gas naturale viene prevalentemente contrattualizzato, e quindi approvvigionato, sul territorio nazionale³⁶. Tali motivazioni appaiono tra loro strettamente interrelate e richiedono una attenta analisi per evitare di confondere le cause della insufficiente concorrenza nel settore con quelli che sono invece gli effetti di tale assetto di mercato.

L'esistenza di un vincolo quale il pagamento di un ammontare predefinito, corrispondente ad un ritiro minimo di gas, fa sì che la funzione di costo del soggetto che si approvvigiona con contratti *take or pay* risulti caratterizzata, fino a tale livello minimo, da costi marginali nulli e costi fissi connessi al volume minimo contrattualizzato; quest'ultimo, a sua volta, è determinato in base alle previsioni sull'evoluzione futura della domanda. Oltre tale volume di ritiro minimo, la funzione di costo viene invece definita da un costo marginale normalmente costante per ogni unità di gas aggiuntiva approvvigionata.

Con una simile funzione di costo, la strategia razionale dell'operatore non può che consistere, per volumi inferiori o uguali ai minimi ritiri contrattuali, nell'offrire il gas approvvigionato a qualunque prezzo, al margine sino ad un valore prossimo allo zero, visto che l'impegno *take or pay* rende indipendenti, per l'approvvigionatore, i costi da sopportare rispetto al volume di gas realmente ritirato.

Ne consegue che l'esistenza di una impresa *incumbent* che si approvvigiona in prevalenza con contratti di importazione contenenti tale clausola *take or pay*, da un lato, implica l'assunzione di un certo rischio (ad esempio *take or pay*) connesso, principalmente, all'evoluzione della domanda futura, dall'altro, se il ritiro minimo è correttamente "tarato" sulle previsioni di consumo finale, esso assicura all'*incumbent* un vantaggio competitivo rispetto ai nuovi entranti. Infatti, il suo incentivo ad offrire, ad un prezzo prossimo allo zero, qualunque quantità richiesta sino al volume minimo contrattualizzato, è un chiaro segnale, verso i potenziali nuovi entranti, di massima determinazione nel difendere la

³⁶ È stato ricordato in precedenza che le importazioni connesse a contratti pluriennali contenenti clausole *take or pay* hanno rappresentato la quasi totalità dei volumi importati nel 2003, e che Eni è il principale importatore italiano avendo direttamente importato, sempre nel 2003, poco più del 64 per cento del totale del volume importato.

propria quota di mercato e, di conseguenza, rappresenta un forte disincentivo per questi ultimi a porre in essere nuovi investimenti nell'approvvigionamento ed, eventualmente, politiche aggressive di vendita.

Da questo contesto specifico emerge che, fino a quando l'offerta di gas per il mercato italiano rimarrà determinata in maniera prevalente dall'operatore dominante³⁷, su un orizzonte di medio-lungo termine, in misura esattamente sufficiente per soddisfare le previsioni della domanda, ed attraverso l'utilizzo esclusivo di contratti di approvvigionamento *take or pay*, verranno meno gli incentivi per la competizione tra operatori sul mercato finale della vendita.

In un siffatto assetto di mercato, gli unici incentivi *ex ante* ad investire nell'approvvigionamento di gas da parte di altri operatori risultano strettamente vincolati all'esistenza di quote di domanda lasciata libera dall'*incumbent*. In altri termini, l'equilibrio oligopolistico che si può determinare dipende dalla possibilità che ciascun fornitore, in proporzione ai propri contratti *take or pay* stipulati, offra l'intera propria disponibilità di gas approvvigionato ad una specifica parte di consumatori finali non servita da altri; su tale "domanda residuale" ciascun fornitore si comporterà alla stregua di un operatore in condizione di monopolio. Al tempo stesso, questa strategia rappresenta un segnale credibile ai concorrenti circa la volontà di non innescare alcun confronto competitivo sul resto della domanda³⁸.

La ripartizione implicita del mercato che deriverebbe da tale equilibrio oligopolistico non è frutto di un esplicito accordo collusivo tra operatori concorrenti (e per questo sanzionabile ai sensi dell'articolo 2 della legge n. 287/90 e/o dell'articolo 81 del Trattato di Roma), ma è, per i motivi esposti, l'esito delle strategie razionali assunte dagli operatori dato il contesto di prevalenza della modalità di approvvigionamento tramite contratti *take or pay*.

Detto ciò, si deve osservare che il ricorso alla clausola *take or pay*, ove venga considerato isolatamente, non appare certamente una pericolosa anomalia concorrenziale quanto, piuttosto, una (necessaria) caratteristica comune dei contratti di approvvigionamento

³⁷ Si veda in questo senso il ruolo che può svolgere l'entrata a regime di contratti di Eni siglati subito prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE (si veda il paragrafo 1.3).

³⁸ Nel caso in cui, invece, un nuovo entrante innescasse un confronto competitivo, in termini di minori prezzi offerti agli stessi consumatori ai quali i propri concorrenti formulano a loro volta offerte di fornitura, si determinerebbe un gioco competitivo "a cascata" su tutti i segmenti della domanda, visto che nessun fornitore avrebbe più la garanzia di vendere ad una porzione di domanda residuale, e a prezzi di monopolio, il volume minimo previsto dalla clausola *take or pay*. L'esito sarebbe, per tutti i segmenti di clientela, l'offerta potenziale di gas a costo marginale nullo e quindi un gioco competitivo avente come effetto profitti certamente inferiori a quelli assicurati dal potere di monopolio esercitato dalla segmentazione della domanda. Anticipando razionalmente tale esito, è indubbio che nessun operatore cercherà di sottrarre clientela ai concorrenti potendo estrarre il massimo profitto esercitando, senza concorrenza, il proprio potere sulla domanda *captive* a lui riservata.

di lungo periodo di gas naturale, presente dappertutto a livello internazionale ed idonea, in una logica *ex ante*, a rendere appetibili ingenti investimenti di lungo periodo ed a redditività differita, quali appunto quelli nell'approvvigionamento di gas naturale.

È indubbio, tuttavia, come evidenziato dai precedenti paragrafi, che questa forma di approvvigionamento si inserisce in una realtà, quella italiana, contraddistinta: (i) dalla presenza di un operatore storicamente – e largamente – dominante nell'approvvigionamento (e nelle successive fasi della filiera); (ii) da una “scarsissima flessibilità” dal lato dell'offerta, da intendersi come l'esistenza di un sistema di infrastrutture di trasporto tarato sui contratti di approvvigionamento sottoscritti negli anni dall'*incumbent* ed in qualche misura condizionato da limiti contrattuali identificati dalla differenza tra massimi e minimi ritiri consentiti; (iii) dalla presenza di un mercato finale del gas naturale organizzato esclusivamente in modo decentralizzato, in cui cioè gli scambi di volumi di gas avvengono tramite contratti di tipo bilaterale fornitore-cliente (caratteristica che rende costosa, e dunque disincentiva, ogni forma di concorrenza finalizzata a contendere un cliente ai propri rivali).

Tutti questi elementi concorrono a rafforzare gli effetti prima descritti, in termini di scarsi incentivi a competere da parte dei nuovi entranti. Un ulteriore elemento in tale direzione è rappresentato, nel caso di specie, dall'esistenza dei tetti antitrust sul gas immesso previsti dall'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00. Tale normativa, infatti, da un lato, ha contribuito a determinare la creazione, a partire dal 2002, di porzioni di domanda di gas che non potevano essere direttamente rifornite da Eni, consentendo l'ingresso e lo sviluppo di nuovi operatori nella fase dell'approvvigionamento; dall'altro, come l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha argomentato nel caso Snam – Blugas³⁹, ha facilitato, stante l'assenza di norme precise sul modo in cui Eni doveva ridurre la propria quota in immissione, l'esito di “entrata senza concorrenza” da parte dei nuovi operatori descritto in precedenza.

I descritti effetti negativi di ordine concorrenziale individuano la necessità di soluzioni in grado di limitarne la rilevanza. Detto in altri termini, se è vero che *ex ante* gli investimenti possono essere indirettamente incentivati dalla segmentazione della domanda connessa alla proliferazione dei contratti *take or pay*⁴⁰, è altresì vero, in una logica di con-

³⁹ Provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. 11421; “A329 Snam-Blugas”, in Bollettino n. 47/2002.

⁴⁰ Si deve riconoscere infatti che i tetti normativi sul gas immesso dall'operatore dominante, da un lato, e le stesse clausole *take or pay*, dall'altro, sono tra gli elementi che probabilmente contribuiranno - assicurando una quota certa di domanda e, quindi, la copertura dei costi fissi - alla realizzazione dei primi nuovi investimenti in approvvigionamento di gas naturale (ci si riferisce ai due terminali di rigassificazione di Brindisi e Rovigo).

correnza *ex post*, che non si può attendere l'avvio di un vero confronto competitivo se non si priva di credibilità la minaccia ritorsiva a politiche aggressive connessa all'esistenza stessa dei contratti.

Una prima possibile soluzione è legata alla norma che stabilisce che il 20 per cento della nuova capacità di trasporto e di rigassificazione connessa a nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas sia allocata a soggetti terzi sulla base di regole fissate dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas⁴¹. Si tratta di una misura che, limitando all'80 per cento dei nuovi investimenti la soglia giudicata idonea ad incentivare *ex ante* la realizzazione dell'investimento, consente che sul residuo 20 per cento si possano determinare anche ingressi di breve periodo non caratterizzati dalle rigidità legate alla clausola *take or pay*.

Appare inoltre indispensabile lo sviluppo di un mercato centralizzato degli scambi sia di gas sia della necessaria capacità di trasporto, in grado di creare operatori *retails* caratterizzati da perfetta omogeneità nel costo marginale di acquisto del gas da rivendere agli utenti finali (rappresentato dal "prezzo di borsa"). Tale mercato, da un lato, impedirebbe l'effetto di segmentazione della domanda *captive* prima descritto, e dall'altro, opererebbe nella direzione di incentivare l'uso, da parte degli operatori, di tutta la flessibilità contrattuale possibile proveniente dai propri contratti *take or pay*, al fine di realizzare profitti soddisfacendo con politiche aggressive quote crescenti di domanda.

Solo una borsa sufficientemente liquida, tuttavia, consentirebbe di creare una frattura tra il disincentivo a competere da parte degli approvvigionatori, che fronteggiano solo costi fissi connessi al contratto *take or pay*, e l'incentivo a catturare margini di profitto su quote crescenti di clientela da parte dei soggetti *retailers* aventi uguale costo marginale di acquisto del gas in borsa. È dunque evidente che rimane centrale, anche nel caso di avvio di una borsa, il profilo connesso sia al volume di gas scambiato in borsa, sia al potere di mercato che dal lato dell'offerta potrebbe essere esercitato dai soggetti approvvigionatori di gas. Questo implica la necessità di incentivare una reale frammentazione degli approvvigionamenti con l'ingresso di gas indipendente da Eni; per questo la realizzazione di nuovi impianti di rigassificazione, il superamento dell'assetto proprietario della rete, ed eventuali potenziamenti dei gasdotti esistenti sono misure di medio-lungo periodo di centrale importanza in questa prospettiva⁴².

⁴¹ La priorità di accesso alla nuova capacità realizzata fino ad un massimo dell'80 per cento è stata introdotta dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 91/02 e n. 137/02 e quindi sancita normativamente dalla legge n. 273/02 (si veda anche il paragrafo 3.1). Inoltre essa è oggetto del disegno di legge "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", attualmente in discussione in Parlamento.

⁴² Si veda il paragrafo 3.1.

2.

Lo scenario di domanda e offerta a medio termine

2.1 Scenari previsivi di domanda e offerta

180

Ai fini della valutazione dei possibili scenari concorrenziali nel prossimo futuro, assume particolare rilevanza l'analisi della dinamica della domanda e della potenziale offerta di gas naturale, con particolare riguardo ai nuovi progetti infrastrutturali e alla possibile entrata di nuovi operatori destinati a coprire la crescita attesa del settore.

Per quanto riguarda la domanda, le previsioni di sviluppo a medio termine, rilevabili da studi di settore e dalle informazioni acquisite nell'ambito dell'indagine conoscitiva, indicano per il settore civile e industriale, pur con qualche differenza, ancora margini di crescita, sia pure limitati, e tipici di mercati maturi tendenti alla saturazione⁴³.

Tali previsioni confermano invece le attese di una importante crescita nel medio termine essenzialmente trainata dalla generazione elettrica. Si prevede infatti che i fabbisogni della domanda elettrica verranno soddisfatti in maniera consistente dal gas naturale, mediante la costruzione di nuove centrali termoelettriche a ciclo combinato a gas e mediante il *repowering* con turbine a gas delle centrali termoelettriche esistenti.

⁴³ Per il settore civile, i consumi sono attesi passare dai circa 28 miliardi di metri cubi/anno del 2003 a 29 nel 2010, mentre per il settore industriale la crescita passerebbe da un valore inferiore a 22 nel 2003 a oltre 23 nel 2010 - AIEE - Marzo 2004.

Le previsioni di consumo nel settore termoelettrico differiscono tra loro in funzione dei diversi scenari ipotizzati di realizzazione e di funzionamento dei nuovi impianti di generazione autorizzati (per complessivi 23,7 gigawatt a febbraio 2004 di cui 12,6 gigawatt sono rappresentati da nuove centrali). La crescita prevista nel settore è compresa tra 11 e 13 miliardi di metri cubi/anno.

Con riferimento all'anno 2010, si stimano oscillazioni per la domanda complessiva tra 90-92 miliardi di metri cubi/anno⁴⁴ e 94 miliardi di metri cubi/anno⁴⁵.

Tra gli elementi da valutare nell'analisi previsionale vi è il fatto che nell'anno 2003 si è assistito ad una crescita dei consumi pari a 6,4 miliardi di metri cubi/anno rispetto all'anno precedente (corrispondente a circa il 9,3 per cento in più) per effetto dei maggiori consumi nei settori civile e termoelettrico. Per quanto riguarda il settore civile l'incremento, pari a circa l'11 per cento, è dovuto in larga parte all'effetto termico, in quanto il 2002 è stato un inverno meno rigido della media, mentre il 2003 è stato caratterizzato da condizioni meteorologiche più vicine alle medie climatiche e con punte di freddo superiori al normale. Per quanto riguarda invece il settore termoelettrico l'incremento, pari a circa il 17 per cento, è stato sostanzialmente causato dal soddisfacimento dell'accresciuta richiesta di energia elettrica (in particolar modo a causa dell'elevato utilizzo del condizionamento elettrico nel settore domestico e nel terziario determinato dalle eccezionali condizioni climatiche estive). Tale incremento è stato soddisfatto sia grazie all'entrata in esercizio di nuovi impianti o impianti in *repowering*, sia grazie ad un maggiore consumo delle centrali esistenti.

Tavola 4 - Consumi di gas 2002 e 2003 M(m³)

	2002	2003	Var %
Servizi e usi domestici	24.795	27.563	11,2%
domestico (di cui)	16.907	18.798	11,2%
Industriale	23.475	23.553	0,3%
Termoelettrico	21.050	24.702	17,3%
Autotrazione	435	434	-0,2%
Totale	69.755	76.252^(*)	9,3%

(*) la differenza rispetto al dato riportato in tavola 3 è dovuta alle immissioni da stoccaggio.
Fonte: Map, dati di preconsuntivo.

⁴⁴ Circa 90 miliardi di metri cubi/anno per ENI (si veda la presentazione di Vittorio Mincato "Eni Strategy", Londra, 27 febbraio 2004) e circa 90-92 per Snam Rete Gas (si veda la presentazione "Morgan Stanley, Power & Utility Summit, 9 ottobre 2003 disponibile sul sito).

⁴⁵ *La domanda di gas naturale ed il sistema Italia: prospettive al 2010 e al 2015* - AIEE - Marzo 2004.

Tali considerazioni possono pertanto portare a stime al rialzo della domanda per usi termoelettrici, anche se andrebbe valutato se e in quale misura tali incrementi siano da considerarsi “anticipazioni” della domanda futura, e quindi potrebbero, in tutto o in parte, essere riassorbiti entro l’anno 2010.

Un ulteriore elemento di riflessione consiste nel fatto che lo sviluppo della domanda di gas per gli utilizzi termoelettrici potrebbe essere ulteriormente incrementato nel caso in cui, per ragioni economiche e soprattutto per ragioni ambientali, nel *mix* di combustibili il peso del gas naturale in grado di soddisfare il fabbisogno della domanda elettrica fosse maggiore a fronte di un minor ricorso, rispetto alle previsioni, ad altri combustibili quali il carbone, l’orimulsion e l’olio combustibile. Su quest’ultimo aspetto vale la pena di ricordare, a solo titolo esemplificativo, che una eventuale riconversione a gas naturale, al posto della preventivata conversione a carbone, della sola centrale termoelettrica di Torre Valdaliga, di proprietà dell’Enel, per una potenza installata pari a circa 2,4 gigawatt, comporterebbe un aumento nella domanda di gas naturale pari a circa 2 miliardi di metri cubi/anno⁴⁶.

A fronte dei possibili fattori di incertezza che possono influire sia in aumento che in diminuzione della domanda attesa, occorre però considerare anche la necessità di opportuni margini di sicurezza del sistema, prudenzialmente assunti negli scenari a più alta crescita.

2.2 Andamento dell’offerta e nuove infrastrutture

NUOVI PROGETTI DI IMPORTAZIONE

Per far fronte alla crescita attesa della domanda di gas naturale e al contemporaneo declino della produzione nazionale, sono stati elaborati diversi progetti infrastrutturali relativi sia alla realizzazione di nuovi gasdotti o al potenziamento di quelli esistenti, sia alla realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL.

Per quanto concerne l’approvvigionamento tramite *pipeline*, tra le opere previste vi sono:

- ◆ la realizzazione del nuovo gasdotto di collegamento dalla Libia verso l’Italia (*Green Stream*), infrastruttura dimensionata per importare un quantitativo annuo pari a 8 miliardi di metri cubi con possibile estensione a 10 miliardi di metri cubi, ceduto da

⁴⁶ Nell’ipotesi di porre un rendimento complessivo pari a 55 per cento, con 4.500 ore di utilizzo e un PCI pari a 9,6 kilowattora/metro cubo.

Eni North Africa BV⁴⁷ a Gaz de France, Energia e Edison (si veda il par. 1.6). Il gasdotto, in avanzata fase realizzativa, entrerà in esercizio, sia pure a capacità ridotta, tra la fine dell'anno 2004 e l'inizio del 2005, e si prevede che entrerà a regime nell'anno 2006;

- ◆ il completamento, previsto entro l'anno 2007, del potenziamento del TAG per adeguare la capacità di trasporto ai contratti di importazione sottoscritti da Eni con Gazprom prima del 1998;
- ◆ gli ulteriori potenziamenti riguardanti i sistemi TAG e TTPC descritti in precedenza al paragrafo 1.4 a cui si rinvia;
- ◆ il gasdotto Algeria – Sardegna – Europa, per ulteriori 10 miliardi di metri cubi/anno a partire non prima del 2009, destinati in realtà al mercato europeo più che a quello italiano; tale progetto deve tuttavia ancora intraprendere la verifica di fattibilità tecnica, economica e finanziaria;
- ◆ il gasdotto Grecia – Italia, per il quale è in fase di avvio lo studio di fattibilità, finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del Regolamento Trans European Network.

Per quanto riguarda invece l'approvvigionamento tramite GNL, ci sono numerosi progetti per la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione per i quali sono in corso gli iter autorizzativi. Tra i vari progetti finora presentati, quelli attualmente con le maggiori probabilità di realizzazione sono i terminali di Rovigo e di Brindisi.

Il progetto presentato da Edison per un terminale di rigassificazione al largo di Rovigo, ha già ottenuto dal Ministero delle attività produttive la relativa concessione per la costruzione e l'esercizio. La realizzazione del progetto è stata recentemente prorogata alla fine del 2007, e la concessione, per quanto riguarda l'esercizio, è stata estesa fino al 2027, in maniera congruente alle disposizioni della legge n. 273/02 relative alla riserva ventennale di capacità per i soggetti che investono in nuove infrastrutture. Il progetto ha ricevuto un finanziamento dal Ministero delle attività produttive mediante un contratto di programma (circa 70 milioni di euro).

La realizzabilità economica dell'opera è stata recentemente riconfermata dall'entrata nel progetto, con quote rilevanti, della Exxon Mobil e della compagnia Ras Gas II, che dal Qatar fornirà GNL. Al riguardo, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha dato il suo benestare all'operazione di costituzione di un'impresa comune fra le società Qatar Petroleum, Exxon Mobil Italiana Gas S.r.l. e Edison S.p.A. avente per oggetto la realizzazione e la gestione dell'impianto *offshore* di Porto Levante per la ricezione, lo stoccaggio e la rigassificazione di GNL con una capacità di rigassificazione pari a circa

⁴⁷ Società di cui Eni detiene la partecipazione del 100 per cento.

8 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale⁴⁸. Attraverso l'acquisizione del 45 per cento ciascuna del capitale sociale di Edison LNG S.p.A., Qatar Petroleum e Exxon Mobil costituiranno la società Terminale GNL Adriatico S.r.l., di cui Edison manterrà il restante 10 per cento. Inoltre, Edison ha stipulato con la società Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II, *joint-venture* controllata da Qatar Petroleum e Exxon Mobil, un contratto di fornitura *take or pay* di GNL per un periodo di 25 anni per circa 4,6 miliardi di metri cubi/anno di gas. La società Terminale GNL, titolare del diritto di allocazione della capacità realizzata in regime di accesso prioritario ai sensi della deliberazione n. 91/02 e n. 90/03 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, e dell'articolo 27, comma 2, della legge n. 273/02, allocherà il 57,5 per cento della capacità complessiva ad Edison in funzione del suddetto contratto *take or pay* con Ras Gas II, ed un 22,5 per cento (pari a circa 1,8 miliardi di metri cubi/anno) ad un soggetto terzo, da individuare prima del *closing* dell'operazione, che si impegnerà a comprare GNL da Ras Gas II da rigassificare presso il terminale di Rovigo. La restante capacità del terminale, pari a circa il 20 per cento (1,6 miliardi di metri cubi/anno) verrà allocata con accesso regolato ai sensi delle citate delibere dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Il Ministero dell'ambiente ha tuttavia richiesto di recente una nuova valutazione di impatto ambientale, a seguito della decisione di raddoppio della capacità di rigassificazione dell'impianto (da 4 a 8 miliardi di metri cubi/anno), che determinerà un ritardo nei tempi inizialmente previsti, ma potrebbe anche avere conseguenze sugli impegni degli investitori.

Per quanto riguarda il progetto per la realizzazione del terminale di rigassificazione di Brindisi, presentato da British Gas Italia, anche in questo caso il Ministero delle attività produttive ha già concesso l'autorizzazione. Il terminale, per il quale si prevede una capacità di rigassificazione di 8 miliardi di metri cubi/anno, dovrebbe essere realizzato entro il 2007. Enel Trade S.p.A e British Gas International B.V. hanno concluso un accordo per la costituzione dell'impresa comune BG Brindisi LNG S.p.A. destinata alla realizzazione e alla gestione dell'impianto di ricezione, stoccaggio e rigassificazione di GNL di Brindisi⁴⁹.

L'operazione è stata realizzata mediante l'acquisto, da parte di Enel Trade, di una partecipazione pari al 50 per cento del capitale sociale della BG Brindisi LNG. La società BG Italia S.p.A. trasferirà a BG Brindisi LNG la propria autorizzazione rilasciata dal Ministero delle attività produttive per la realizzazione e la gestione del terminale, insieme alla concessione ad essa rilasciata dalle Autorità portuali, in conformità alle disposizioni di legge. L'80 per cento della capacità di rigassificazione verrà riservato alle società

⁴⁸ Si veda il provvedimento I615 - Qatar Petroleum-Exxon Mobil Italiana Gas-Edison LNG/terminale GNL, in Bollettino n. 13/2004.

⁴⁹ Si veda il provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato I576 - Enel Trade-British Gas International-BG Brindisi LNG, in Bollettino n. 41/2003.

“madri”, con una quota paritetica del 40 per cento. Enel, a seguito dell’ingresso al 50 per cento nella società Brindisi LNG che gestirà il terminale, ha annunciato il suo intendimento a non realizzare le altre iniziative in precedenza proposte (i tre progetti per terminali di rigassificazione presso i siti di Vado Ligure, Muggia e Taranto). Il terminale di Brindisi dovrebbe essere rifornito principalmente dal GNL di provenienza egiziana di British Gas per essere consumato sostanzialmente nel polo termoelettrico presente in loco.

La spinta alla realizzazione dei terminali di GNL appare sostenuta sostanzialmente da due motivi.

Il primo, sul lato dell’offerta, è la presenza di diversi paesi esportatori verso l’area del Mediterraneo (Algeria, Egitto, Qatar e Nigeria) che presentano ampie disponibilità di gas e di treni di liquefazione già realizzati. Ulteriori treni di liquefazione sono in fase di realizzazione in questi paesi grazie alla recente stipula di contratti di lungo termine. Il secondo è la presenza di soggetti produttori di energia elettrica che intendono realizzare un *business* integrato, dall’acquisto della materia prima alla vendita di energia elettrica.

Sulla base degli investimenti previsti nel medio termine, pertanto, si delineano due strutture di offerta incrementale:

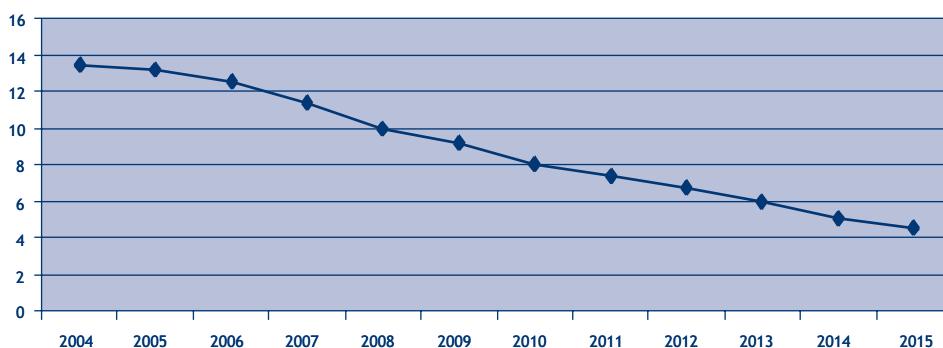
- ◆ i terminali di GNL realizzati dai produttori di energia elettrica (Enel ed Edison);
- ◆ il potenziamento delle infrastrutture esistenti attraverso l’operatore dominante.

LA PRODUZIONE NAZIONALE

L’attenzione posta allo sviluppo delle nuove infrastrutture di importazione per il soddisfacimento della domanda dipende anche dalle attese di diminuzione del contributo della produzione nazionale, sviluppate sulla base del trend negativo registrato negli ultimi anni e delle difficoltà a sviluppare nuovi campi lamentate dagli operatori (si veda il paragrafo 1.2).

Se le previsioni a medio termine sono univoche nell’individuare una graduale ma inesorabile riduzione della dimensione quantitativa di questa fonte, differisce tuttavia sensibilmente l’entità di questa riduzione. La figura 3 contiene le previsioni di Eni, che a partire dal dato di 13,5 miliardi di metri cubi/anno relativo al 2003, stimano per il 2010 un contributo della produzione nazionale pari a 8 miliardi di metri cubi/anno. Sulla base delle informazioni disponibili risulta molto difficile stimare esattamente i valori attesi di produzione nazionale. È però possibile individuare cautelativamente un intervallo di previsione della produzione nazionale all’anno 2010 compreso tra il valore di 8 miliardi di metri cubi/anno indicato da Eni e i 5 miliardi di metri cubo/anno. Quest’ultimo valore in particolare è riferito ad uno scenario di drastico ridimensionamento degli investimenti del settore.

Figura 3. Andamento produzione nazionale di gas naturale G(m³)



Fonte: Dati forniti da Eni.

Tuttavia, come evidenziato in precedenza (si veda il paragrafo 1.2), per valutare le possibili dinamiche della produzione nazionale di gas occorre anche valutare il ruolo di Eni in questa fase, in particolare nei prossimi anni. Grazie al controllo della produzione, Eni può infatti decidere quale debba essere il suo contributo al fabbisogno complessivo anche in funzione dei vincoli derivanti dal rispetto dei tetti antitrust imposti dal decreto legislativo n. 164/00 o dai contratti *take or pay*, ma anche strategicamente, per favorire i flussi di importazione per il mantenimento delle quote di capacità di trasporto nei gasdotti internazionali. La produzione nazionale assicura ad Eni la flessibilità di lungo periodo necessaria per modulare l'offerta in relazione alla domanda.

EQUILIBRIO DOMANDA E OFFERTA

Sulla base delle previsioni relative al potenziamento delle infrastrutture di trasporto (TAG e TTPC), e alla realizzazione di due nuovi terminali di GNL (Rovigo e Brindisi), l'operatore dominante ha evidenziato il pericolo che la loro realizzazione congiunta nel 2008 possa determinare una "bolla di gas", vale a dire una situazione in cui la domanda di gas possa essere notevolmente inferiore all'offerta complessiva, al punto da mettere in difficoltà economiche e finanziarie i titolari di contratti d'importazione di tipo *take or pay*, che anche a medio termine garantiranno il soddisfacimento della domanda di gas. Come si è visto, sulla base di questo assunto Eni ha deciso di rinviare a dopo il 2012 le opere di potenziamento del gasdotto TTPC inizialmente previsto entrare in funzione nel 2008 nel caso di realizzazione di uno dei due terminali GNL (Brindisi o Rovigo). Il potenziamento del gasdotto TAG, secondo gli impegni assunti con la Commissione europea, verrebbe invece rinviato nel caso di realizzazione di tutti e due i terminali di rigassificazione.

A questo proposito risulta opportuno definire rispetto a quali termini può essere calcolato l'eccesso di offerta distinguendo tre casi, e più precisamente:

- ◆ *oversupply* di tipo 1, che rappresenta la differenza, rispetto alla domanda prevista, della produzione nazionale e degli impegni contrattuali minimi annui di ritiro di tutti i soggetti importatori, al netto dei quantitativi che Eni si è impegnata a vendere all'estero e originariamente destinati al mercato italiano (oggetto di accordi con la Commissione europea);
- ◆ *oversupply* di tipo 2 che, oltre alle quantità utilizzate per il calcolo della *oversupply* di tipo 1, considera il quantitativo che Eni si è impegnata a vendere all'estero, e il volume di gas che può essere importato utilizzando le capacità di trasporto marginali non impegnate da contratti esistenti (20 per cento dei nuovi terminali di GNL, ai sensi dell'articolo 3 della legge n. 273/02 e le capacità di trasporto residue dei gasdotti);
- ◆ *overcapacity* che rappresenta la differenza, rispetto alla domanda prevista, del volume complessivo di gas che può essere immesso in rete e considera, oltre alle quantità utilizzate per il calcolo della *oversupply* di tipo 2, la flessibilità dei contratti *take or pay* intesa come differenza tra la disponibilità massima e l'impegno minimo previsti nei contratti di importazione.

L'*oversupply* di tipo 1 fotografa dunque la situazione in cui, se la domanda non è in grado di coprire gli impegni di *take or pay*, un soggetto importatore può andare incontro a rischi economico-finanziari derivanti dal mancato ritiro di quantitativi minimi dei contratti *take or pay*. In tale contesto bisogna però anche tenere in considerazione che il rischio effettivo derivante dal mancato rispetto degli impegni può risultare attenuato dalla possibilità di utilizzare clausole quali il *carry forward*⁵⁰ o di vendere quantitativi all'estero. Non possono inoltre essere esclusi margini di rinegoziazione dei contratti con i fornitori.

Nel caso della *oversupply* di tipo 2, si avrebbe invece concorrenza potenziale tra quantitativi soggetti a clausole *take or pay* e quantitativi importati utilizzando le capacità residue dei gasdotti e il 20 per cento di capacità dei terminali di GNL. In quest'ultimo caso tali quantitativi non dovrebbero essere necessariamente esposti al *take or pay* (nel caso dei nuovi investimenti, il vincolo di *take or pay* è infatti calcolato sul restante 80 per cento).

La situazione di *overcapacity* rappresenta invece, entro certi limiti, una condizione necessaria per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Il verificarsi di una situazione in cui l'*overcapacity* si riduca fino ad annullarsi potrebbe determinare una situazione di rischio per la sicurezza del sistema dell'approvvigionamento. L'*overcapacity*, in misura più o meno grande, è inoltre da ritenersi intrinseca alla realizzazione delle infra-

⁵⁰ La clausola *carry-forward* consentente di ritirare di più rispetto a quanto previsto dal contratto in un dato anno, senza costi aggiuntivi, a fronte di quantitativi inferiori al *take or pay* acquistati in anni successivi.

strutture energetiche, in quanto le infrastrutture di trasporto sono sempre state dimensionate, con opportuni margini di sicurezza, per intervalli discreti di capacità in relazione allo sfruttamento delle economie di scala delle infrastrutture. Inoltre, se un certo grado di *overcapacity* si presenta anche in sistemi verticalmente integrati come quello che ha caratterizzato l'Italia prima della liberalizzazione, per il mantenimento dei medesimi margini di sicurezza esso potrà verificarsi nell'ambito di un'industria che si apre al mercato, e nella quale il controllo e l'ottimizzazione delle transazioni sta faticosamente passando dalle mani dell'*incumbent* alle dinamiche del mercato.

In merito all'*overcapacity* va però soprattutto osservato che la flessibilità esistente nei contratti di importazione è sostanzialmente una variabile strategica utilizzabile solo da Eni, che controlla una percentuale elevata (oltre il 65 per cento) dei contratti di lungo termine vigenti, e dispone delle maggiori flessibilità contrattuali.

Tale *overcapacity* presuppone, inoltre, nel caso di impiego delle capacità di importazione con coefficienti di utilizzo più elevati rispetto alla media storica, una corrispondente, adeguata, capacità di stoccaggio destinata a integrare la modulazione finora derivante dai flussi di importazione, o in alternativa di forniture interrompibili. Tenuto conto delle attuali congestioni di capacità di stoccaggio (si veda il par. 3.2), tale ipotesi non appare verificata a meno di un sensibile aumento delle capacità di stoccaggio per il futuro. Ridotto appare inoltre il contributo potenziale da forniture interrompibili.

Tre sono i parametri che, a parità delle quantità contrattuali, possono influenzare i valori delle grandezze sopra definite e dunque il bilancio tra domanda e offerta di gas naturale:

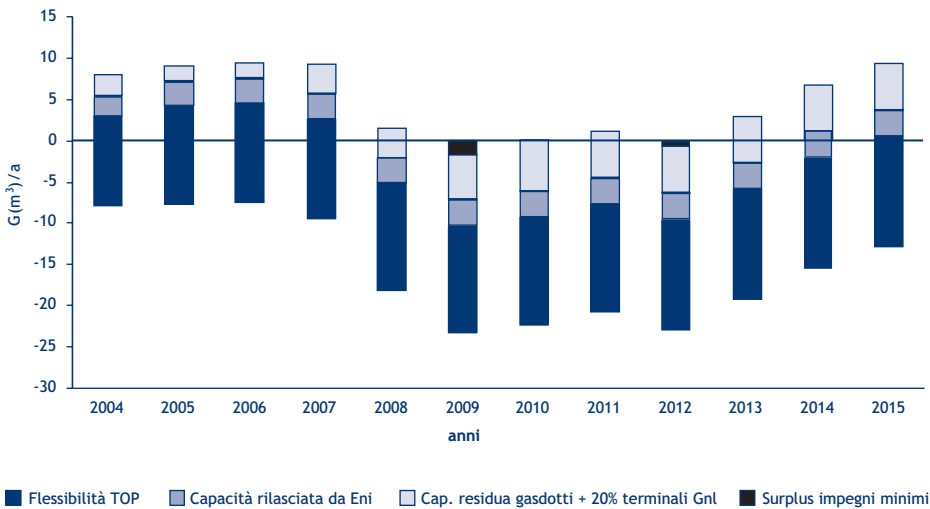
- ◆ lo sviluppo della domanda, soggetto alle incertezze legate, come si è visto, alle effettive realizzazioni di impianti termoelettrici o ai loro potenziamenti, nonché alla sostituzione di altre fonti energetiche o all'effettivo andamento climatico (in particolare, qualora dovessero verificarsi anni in successione con andamento climatico non in media, si potrebbe determinare un sensibile effetto cumulativo sulla domanda);
- ◆ il contributo della produzione nazionale, che risente in primo luogo delle decisioni di investimento e produttive essenzialmente di Eni, così come del quadro normativo di riferimento, attualmente non percepito come favorevole ai nuovi investimenti in questa fase;
- ◆ i quantitativi che Eni può vendere all'estero, e in particolare i quantitativi originariamente destinati al mercato italiano oggetto dell'impegno assunto da Eni con la Commissione europea. Ovviamente, nel valutare l'entità di tali vendite deve essere tenuto in considerazione il contesto regolatorio dei paesi in cui tali vendite possono essere effettuate.

A questi parametri va aggiunto il margine di sicurezza adottato per il sistema.

Pure nell'incertezza relativa alla esatta determinazione delle variabili sopra indicate, nei grafici seguenti sono visualizzati a titolo esemplificativo due possibili scenari di medio lungo periodo in termini di equilibrio domanda – offerta, sulla base di uno scenario di domanda pari a 92 miliardi di metri cubi al 2010, valore medio tra quelli sopra delineati, nonché dei contratti siglati e dei nuovi progetti di investimento sopra citati⁵¹. Per la produzione si è assunto un valore di 7 miliardi di metri cubi al 2010.

Nei grafici, l'area nera rappresenta l'*oversupply* di tipo 1, l'area celeste nelle due sfumature, l'*oversupply* di tipo 2, suddivisa tra capacità non contrattualizzata, area più chiara (residua dei gasdotti e 20 per cento della capacità dei terminali) e capacità rilasciata da Eni, area più scura, l'area blu l'*overcapacity*; l'area sotto lo zero rappresenta la disponibilità in eccesso rispetto alla domanda e l'area sopra lo zero la domanda in eccesso.

Figura 4. Scenario con due terminali di GNL al 2008 - TAG al 2007 - TTPC 2011



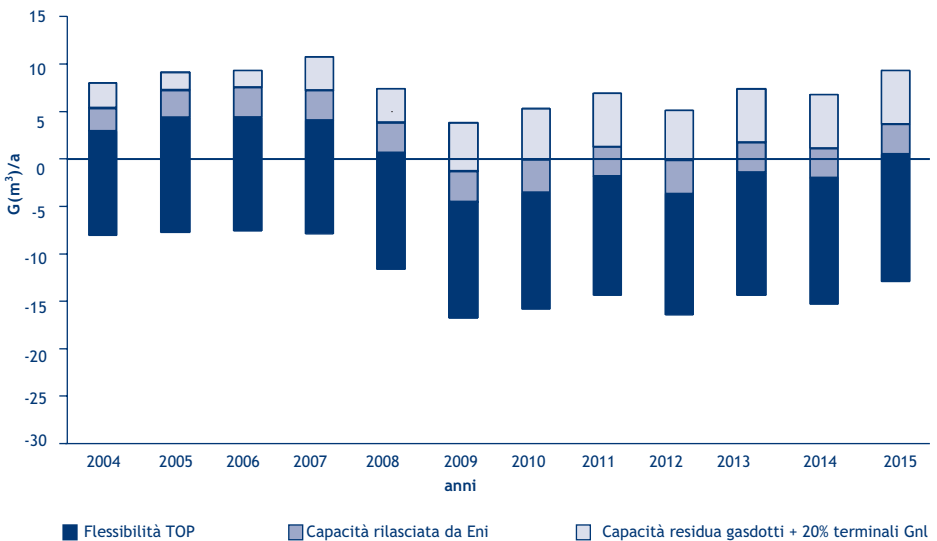
Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eni e Map.

La figura 4 rappresenta lo scenario in cui, oltre ai potenziamenti già programmati (il *build-up* del contratto Eni-Gazexport dalla Russia e le nuove forniture dalla Libia), vengono realizzati, nelle dimensioni annunciate, due terminali di GNL (operativi dal 2008) e due potenziamenti delle infrastrutture di importazione (TAG e TTPC): il primo nel 2007 e il secondo nel 2011. In tale scenario l'eccesso dei volumi che possono essere

⁵¹ Per i calcoli si sono considerati le estensioni automatiche degli accordi contrattuali vigenti.

immessi in rete rispetto alla domanda prevista (*overcapacity*) tende a ridursi fino all'anno 2006, anche se cresce di nuovo a partire dal 2007. L'anno più critico per quanto riguarda gli approvvigionamenti di gas appare quindi il 2006, anno in cui nessun potenziamento è stato ancora realizzato e si riducono notevolmente i margini di sicurezza. Il soddisfacimento della domanda appare legato fino a tale anno all'utilizzo delle flessibilità in capo a Eni, mentre si delinea un possibile rischio *take or pay*, sia pure per quantitativi limitati, per il 2009 e in misura ancora più ridotta nel 2010 e 2012, riassorbibile negli anni seguenti.

Figura 5. Scenario con due terminali di GNL al 2008 - TAG al 2011 - TTPC 2013



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eni e Map.

La figura 5 rappresenta invece uno scenario in cui sono completati i potenziamenti dei gasdotti già programmati, vengono realizzati i due terminali di GNL entro il 2008, mentre sono posticipati, rispettivamente di 4 e 2 anni rispetto al 2008, i potenziamenti relativi al TAG e al TTPC. Anche in questo caso, ovviamente, permane la criticità relativa ai prossimi tre anni, mentre si delinea una *oversupply* di tipo 2 a partire dal 2009. In tale scenario gli impegni minimi dei contratti *take or pay* sarebbero sempre inferiori alla domanda prevista, non compare mai l'area nera relativa alla *oversupply* di tipo 1, e si potrebbe delineare solo a partire dal 2008, una concorrenza potenziale tra quantitativi di gas importabili utilizzando il 20 per cento di capacità dai nuovi terminali e quelli ottenibili dalle capacità residue dei gasdotti. Anche sotto queste ipotesi, tuttavia, i quantitativi di *oversupply* hanno dimensioni abbastanza contenute, a meno di non ipotizzare effetti cumulativi relativi a diverse dinamiche della domanda rispetto a quelle previste.

Entrambi gli scenari ipotizzati mostrano però chiaramente, pur scontando sensibili incertezze sull'ammontare, e sull'anno in cui effettivamente potrebbe verificarsi il surplus di capacità, come le decisioni di investimento non siano ulteriormente prorogabili.

In particolare, dall'esame dei grafici si osserva una situazione di forte criticità per i prossimi tre – quattro anni, in termini di sicurezza del sistema degli approvvigionamenti (tanto più in un sistema sempre più esposto anche per quanto riguarda la produzione di elettricità), o di dipendenza dalla flessibilità dell'operatore dominante (area blu sopra lo zero nelle figure 4 e 5). Tutto ciò anche ammettendo scenari di domanda futura prudenti, e con la conseguenza di margini assai ridotti, se non del tutto inesistenti, per la concorrenza nei prossimi anni.

È inoltre evidente che solo grazie a nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas (potenziamenti dei gasdotti, nuovi terminali GNL) si potranno determinare, a partire dal 2007, sufficienti condizioni di elasticità di offerta in grado di assicurare:

- ◆ l'ingresso di nuovi soggetti in un'ottica maggiormente concorrenziale;
- ◆ una maggiore liquidità del mercato attraverso flussi non riconducibili ai contratti *take or pay*, ad esempio attraverso il 20 per cento della nuova capacità dei terminali disponibile per terzi;
- ◆ minori rischi di spartizioni di mercato, sia a valle (i nuovi importatori sono produttori elettrici con mercati *captive*), sia a monte (con possibilità di collusione a livello di produttori).

Infine, dalla comparazione tra i due scenari rappresentati nelle figure 4 e 5, emerge comunque la possibilità di una modulazione degli investimenti nel tempo, in modo da garantire un opportuno margine di flessibilità complessiva del sistema. In particolare, lo scenario raffigurato nella figura 4, sembra ridimensionare notevolmente il rischio di “bolla gas” paventato da Eni (che, come si è visto ha portato alle azioni dell'operatore dominante finalizzate a ritardare i potenziamenti del TAG e del TTPC, in quest'ultimo caso nonostante si fosse già proceduto all'allocazione della nuova capacità).

Nella valutazione di eventuali eccessi di offerta di gas occorre, infine, ricordare che nell'ambito di altre esperienze straniere di liberalizzazione essi hanno ovviamente costituito il presupposto per riduzioni del prezzo di mercato del gas senza che ciò provocasse alcuna “bolla”. In particolare, nel caso inglese, furono le stime ottimistiche dei produttori indipendenti di gas, ed i ritardi nella costruzione delle centrali termoelettriche alimentate a gas, che finirono per convogliare significativi flussi di gas sul mercato *spot* determinando la riduzione del prezzo all'ingrosso del gas naturale.

L'esperienza dei mercati delle *commodities* insegna inoltre che persistenti riduzioni dei prezzi *spot*, in quanto segnali di eccesso di offerta, possono indurre revisioni dei prezzi

anche dei contratti a più lunga scadenza. Se un simile scenario dovesse quindi presentarsi, esso potrebbe essere foriero di vantaggi per i nuovi entranti ed eventualmente per i consumatori finali, nella misura in cui i benefici fossero trasmessi a valle. Dunque, naturalmente entro limiti ragionevoli, l'eventuale eccesso di offerta non solo andrebbe ritenuto fisiologico in un contesto nel quale è stata sancita la fine dell'integrazione verticale, ma potrebbe essere ritenuto funzionale a sviluppare un grado sufficiente di liquidità del mercato *spot*, tenuto conto che in Italia il neonato Punto di scambio virtuale esistente nella rete di trasporto (si veda il par. 3.1) ne è oggi sostanzialmente privo.

L'eccesso di offerta, ove si realizzasse, potrebbe invece mettere a repentaglio il sistema di *quasi-integrazione verticale* costruito dall'*incumbent* intorno alle "vendite innovative", sistema che consente effettivamente all'impresa dominante di estrarre una rendita dalla sua posizione sul mercato all'ingrosso e di controllare ancora direttamente o indirettamente la filiera del gas. Infatti i primi soggetti a subire eventuali effetti negativi da uno scenario particolarmente competitivo sarebbero proprio quelli soggetti a condizioni di prezzo più sfavorevole, e senza un proprio mercato *captive*.

3. Configurazione delle fasi regolate dell'industria del gas naturale a seguito del processo di liberalizzazione*

3.1 Trasporto e dispacciamento

Il decreto legislativo n. 164/00 ha previsto, fin dal 2000, l'introduzione dell'accesso regolato alle infrastrutture di trasporto, stoccaggio, rigassificazione di GNL e distribuzione, ubicate nel territorio nazionale, assegnando all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di definire *ex ante* le tariffe e i criteri necessari a garantire l'accesso non discriminatorio (i cosiddetti codici). Il decreto legislativo ha anche stabilito la separazione societaria dell'attività di trasporto e dispacciamento, allo scopo di garantire l'utilizzo non discriminatorio del sistema⁵².

Prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, la rete di trasporto italiana, che si estende per circa 31.500 chilometri, era gestita da un ristretto numero di imprese integrate: Snam (controllata da Eni al 99 per cento), con circa il 96 per cento della rete, Edison Gas e SGM (di cui Edison detiene il controllo) con circa il 4 per cento della rete, concentrato nella dorsale tirreno-adriatica tra Lazio e Abruzzo⁵³ e

* Trasporto, stoccaggio, rigassificazione di GNL, distribuzione.

⁵² In tal senso, in ossequio al principio della sussidiarietà, la normativa italiana aveva anticipato nel 2000 ciò che la nuova direttiva 2003/55/CE prescrive a far data dal luglio 2004, e cioè l'obbligatorietà del principio dell'accesso regolato alle reti.

⁵³ La società Edison ha recentemente manifestato la volontà di cedere le proprie attività connesse alla rete di trasporto di gas.

infine TMPC Ltd, proprietaria del tratto del gasdotto proveniente dall'Algeria sito nelle acque territoriali italiane⁵⁴.

Sia Eni che Edison hanno ottemperato all'obbligo di separazione societaria mediante la costituzione di nuove società, rispettivamente Snam Rete Gas (di seguito: SRG) ed Edison T&S, a cui è stata conferita la proprietà delle infrastrutture di trasporto. Eni ha proceduto alla quotazione in borsa di SRG nel dicembre 2001, con il collocamento di circa il 40 per cento del capitale sociale. Di recente è stato collocato un ulteriore 9 per cento, scendendo sotto il 51 per cento del capitale. Tale operazione ha avvicinato Eni all'obiettivo imposto dalla legge n. 290/03 di ridurre, entro luglio del 2007, al 20 per cento il controllo proprietario della rete.

Nonostante il limite alla proprietà di SRG, Eni mantiene comunque il controllo delle reti, rendendo sempre possibili accordi relativi alla *governance* societaria. Oltre alla già citata possibilità di controllo delle infrastrutture internazionali di approvvigionamento (si veda il par. 1.4), Eni è pertanto in grado di condizionare lo sviluppo delle infrastrutture nazionali in capo a SRG, compresi eventuali progetti di realizzazione di infrastrutture all'estero da parte della società di reti nazionale. Attualmente il piano di investimenti di SRG prevede significativi interventi nel solo territorio nazionale, ma nessuna espansione all'estero. Solo l'esistenza di un soggetto separato in termini proprietari e non solo societari, terzo quindi rispetto alle fasi della filiera diverse dal trasporto, assicurerebbe la totale trasparenza e la non discriminazione dei comportamenti dell'impresa di trasporto. In particolare, rispetto all'obiettivo della neutralità della rete, suscita perplessità l'ipotesi ventilata circa la creazione di un'unica società dedita congiuntamente alla trasmissione di energia elettrica e al trasporto del gas, frutto della fusione di SRG con Terna⁵⁵. Questa operazione potrebbe infatti determinare, nei limiti indicati dall'articolo 1 ter della legge n. 290/03, una quota cumulata dei due *incumbent* Enel e Eni pari al 40 per cento della nuova società, rafforzando il loro potere sulle infrastrutture di rete e incentivando potenziali strategie collusive tra i due maggiori operatori energetici nazionali. Vi è inoltre da considerare che la fusione tra Terna e SRG assume-

⁵⁴ La legge 273/02, articolo 27, ha sottratto dalla regolazione tariffaria dell'Autorità il tratto di rete della TMPC Ltd. Esso infatti prevede che: "Le tariffe di trasporto determinate ai sensi dell'articolo 23 dello stesso decreto legislativo per la rete nazionale dei gasdotti non si applicano alla parte di tali gasdotti ubicata entro il mare territoriale italiano".

⁵⁵ Enel S.p.A attualmente detiene l'intero capitale sociale di Terna in attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999. Enel ha previsto nel mese di giugno il collocamento di una quota fino al 50 per cento del capitale sociale di Terna. Tale assetto è destinato a modificarsi in conseguenza della legge 27 ottobre 2003, n. 290 e del DPCM emanato in data 11 maggio 2004 in corso di pubblicazione che hanno previsto, tra l'altro, entro il 31 ottobre 2005 l'unificazione della proprietà e della gestione della Rete di Trasmissione Nazionale, nonché il divieto, a decorrere dall'1 luglio 2007, per le società operanti nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica e, comunque, per le società a controllo pubblico, di detenere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 20 per cento nel capitale sociale delle società che sono proprietarie e gestiscono reti nazionali di trasporto di energia elettrica.

rebbe le caratteristiche di un'operazione esclusivamente finanziaria in quanto non si rilevano evidenze in merito ad economie di scala o sinergie a livello industriale tra l'esercizio delle reti di trasmissione elettrica e le reti di trasporto nazionale di gas ⁵⁶.

3.1.1 LA TARIFFA DI TRASPORTO: METODOLOGIA ED EFFETTI SULLA CONCORRENZA

IL SISTEMA ENTRY EXIT

Nel sancire l'accesso regolato al sistema di trasporto, il decreto legislativo n. 164/00 ha previsto anche una serie di criteri per l'organizzazione di questo segmento della filiera e la sua regolazione, tra i quali la distinzione tra rete regionale e rete nazionale (di quest'ultima fanno parte i principali gasdotti di importazione, i gasdotti collegati agli stocaggi, i principali gasdotti inclusi quelli interregionali). Per la rete nazionale è stata indicata la necessità di una tariffa determinata in relazione ai punti di entrata e di uscita.

Nel definire la struttura tariffaria per l'attività di trasporto⁵⁷, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in analogia al modello inglese, ha adottato per la rete nazionale un meccanismo *entry exit*, che prevede corrispettivi differenziati per i vari punti in ingresso e in uscita della rete, in coerenza con il dettato legislativo. Tale meccanismo rappresenta una soluzione più idonea per una rete magliata come quella italiana, rispetto alla tariffa punto a punto adottata precedentemente da Eni⁵⁸, in quanto riconosce con maggiore correttezza i costi legati sia alla capacità impegnata sia ai volumi effettivamente trasportati. Esso inoltre meglio riflette una realtà che, a fronte del progressivo aumento del numero degli operatori, implica un sempre maggiore sganciamento dei flussi commerciali da quelli fisici. Il sistema *entry exit*,

⁵⁶ Su questo punto specifico, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, in un parere reso recentemente al Governo e al Parlamento ai sensi dell'articolo 22 della legge n. 287/90, in merito al progetto di riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale, ha espresso l'auspicio che si modifichi la normativa (articolo 1 ter della legge n. 290/03) nella direzione di prevedere la completa separazione proprietaria tra Enel e Terna da una lato e tra Eni e SRG dall'altro (si veda AGCM, proc. AS278 del 7 aprile 2004). Si veda anche la segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo del 20 aprile 2004 in merito all'applicazione dell'articolo 1-ter, comma 1, della legge n. 290/03, "Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica".

⁵⁷ La tariffa di trasporto è costituita dalle seguenti componenti:

- una componente relativa alla capacità prenotata all'entrata (CPe) e all'uscita (CPu) della rete nazionale (tariffa *entry exit*)
- una componente relativa alla capacità collegata al punto di riconsegna dalla rete regionale di trasporto (CRr) (tariffa francobollo per le distanze superiori ai 15 km e proporzionale alla distanza sui primi 15 Km)
- una componente *commodity* in relazione ai volumi trasportati (CV)
- una componente fissa per ciascun punto di riconsegna (CF).

⁵⁸ Tale tariffa si basava sulla identificazione della distanza tra il punto di immissione fisico e il punto di uscita, anche se i flussi fisici di gas potevano esser effettivamente diversi.

infine, consente gli scambi di gas all'interno della rete (si veda il paragrafo 3.1.3 sul Punto di scambio virtuale) e dunque costituisce il naturale presupposto per lo sviluppo sia del mercato *spot* per il gas, sia del mercato secondario delle capacità di trasporto. Proprio per le sue caratteristiche favorevoli alla concorrenza tra diversi operatori, il sistema *entry exit* è stato di recente indicato dal Forum di Madrid⁵⁹ come il modello che meglio assicura l'obiettivo della creazione di un mercato del gas a livello europeo.

Purtroppo, i benefici del sistema *entry exit* sono ostacolati dalle profonde differenze negli approcci tariffari attualmente adottati nei vari paesi europei (così come nelle regole di accesso). Sebbene la nuova direttiva 2003/55/CE abbia introdotto, con decorrenza luglio 2004, l'obbligo per tutti gli stati membri di regolare l'accesso alla rete di trasporto, lo sviluppo degli scambi transfrontalieri richiede un'efficace armonizzazione di regole che garantiscano uno scenario certo, stabile e favorevole sia per l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di trasporto, sia per i nuovi investimenti. Gli operatori attualmente scontano inoltre incertezze e carenze di informazioni (in particolare sulle capacità disponibili) che non consentono di sfruttare prontamente le opportunità di mercato migliori in termini di convenienza fra eventuali percorsi alternativi nell'ambito della rete europea.

LA PROMOZIONE DEI NUOVI INVESTIMENTI

Tenuto conto delle aspettative di crescita e della necessità di uno sviluppo adeguato delle infrastrutture, particolare rilevanza ai fini della promozione della concorrenza assume l'esistenza di un meccanismo tariffario adeguato sia a sostenere l'utilizzo efficiente delle infrastrutture esistenti, sia ad incentivare i nuovi investimenti dell'*incumbent* e di potenziali nuovi entranti.

L'attuale struttura tariffaria incentiva il massimo utilizzo della capacità attraverso l'aggiornamento secondo un meccanismo di *price cap* della componente *commodity* della tariffa (il corrispettivo variabile CV), calcolata con riferimento al 30 per cento dei ricavi complessivi riconosciuti per l'attività di trasporto: fissata la tariffa, le imprese di trasporto hanno pertanto l'interesse ad aumentare i flussi trasportati che si traducono in maggiori ricavi. Tale previsione assume importanza soprattutto in un sistema come quello italiano in cui la principale impresa di trasporto, SRG, è controllata dall'operatore dominante nella vendita, rendendo così possibile che si creino incentivi ad un utilizzo non adeguato delle infrastrutture per ostacolare l'accesso a terzi, potenziali concorrenti.

⁵⁹ Si vedano le conclusioni del VI Forum di Madrid ("The representatives of the CEER, the Commission, most Member States, consumers, traders and GEODE confirmed their view that an "entry-exit" tariff structure would in principle best facilitate the development of competition in the European gas market") e i documenti discussi al VII Forum di Madrid (<http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid>).

Per quanto riguarda i nuovi investimenti, è stata innanzitutto riconosciuta la necessità di garantire un quadro regolatorio il più possibile trasparente: nel definire i criteri tariffari per il primo periodo di regolazione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato alcuni principi anche per la regolazione tariffaria del secondo periodo, che decorre dall'1 ottobre 2005⁶⁰. L'estensione e il potenziamento della rete di trasporto prevedono inoltre che gli incrementi patrimoniali derivanti da tali investimenti vengano remunerati con una componente addizionale di ricavo a partire dall'anno termico successivo all'anno solare in cui l'investimento entra in esercizio. È stato riconosciuto un anno di libertà tariffaria per le imprese che avviano l'attività attraverso nuovi impianti. Per i nuovi gasdotti di interconnessione con l'estero, la deliberazione n. 137/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha stabilito la priorità di accesso e l'esenzione dalla regolazione tariffaria a favore dei soggetti che sostengono l'onere di tali investimenti, per una quota pari all'80 per cento della nuova capacità realizzata. Tale disposizione regolatoria ha anticipato quanto sancito nella legge n. 273/02 che prevede che i soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale hanno diritto di allocare, in regime di accesso di cui alla direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 giugno 1998, una quota pari all'80 per cento delle nuove capacità realizzate, per un periodo pari a venti anni.

Il principio della deroga alla regolazione tariffaria e all'accesso dei terzi nei casi di nuovi investimenti è stato anche ripreso dalla nuova Direttiva 2003/55/CE, sia pure su una base caso per caso e qualora l'investimento soddisfi una serie di requisiti per lo sviluppo del mercato⁶¹. A livello nazionale è attualmente in discussione il disegno di legge n. 2421 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" nel quale è espressamente prevista l'applicazione di tale principio di deroga.

⁶⁰È stato stabilito ad esempio che nel secondo periodo di regolazione sarà seguita la medesima modalità di determinazione del capitale investito e che almeno il 50 per cento dei recuperi di produttività ottenuti in eccesso rispetto a quelli fissati dalla regolazione *price cap* siano lasciati alle imprese.

61. I requisiti che devono essere soddisfatti per la concessione della deroga sono (si veda l'articolo 22 della Direttiva 2003/55/CE):

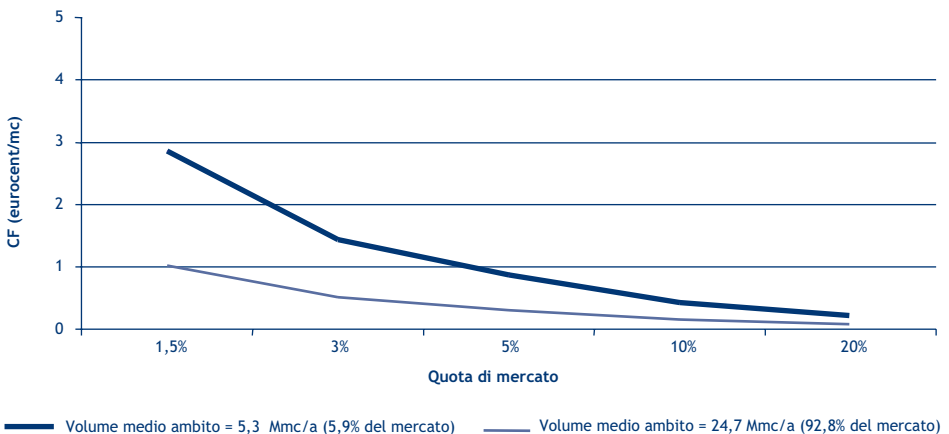
- l'investimento deve rafforzare la concorrenza nella fornitura di gas e la sicurezza negli approvvigionamenti;
- il livello del rischio connesso all'investimento è tale che l'investimento stesso non verrebbe realizzato senza deroga;
- l'infrastruttura deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica separata quanto meno sotto il profilo della forma giuridica dai gestori dei sistemi in cui l'infrastruttura sarà creata;
- la deroga non pregiudica la concorrenza o l'efficace funzionamento del mercato interno del gas o l'efficiente funzionamento del sistema regolato a cui l'infrastruttura è collegata;

Queste condizioni individuano un test che viene superato sicuramente nel caso di infrastrutture realizzate da nuovi entranti o soggetti attualmente in posizione minoritaria sul mercato (si pensi ai terminali di rigassificazione di Brindisi e Rovigo attualmente in gestazione), mentre pongono qualche problema - in particolar modo l'ultima- nel caso di opere progettate dall'operatore dominante.

In termini di struttura tariffaria, è soprattutto l'*articolazione del corrispettivo fisso* (calcolato a partire dal 3 per cento dei ricavi riconosciuti e legato ai costi amministrativi dei punti di riconsegna⁶² sulla rete di trasporto) ad avere accentrato particolare attenzione da parte degli operatori per i suoi possibili effetti in termini anti-concorrenziali, soprattutto in una fase iniziale di mercato nella quale i nuovi entranti possono scontare ridotte quote di mercato⁶³. Trattandosi infatti dell'unico elemento di degressività della tariffa di trasporto, esso incide in misura inversamente proporzionale al totale dei volumi serviti in corrispondenza del punto di riconsegna. In particolare, a parità di quota di mercato, l'incidenza di tale corrispettivo aumenta all'aumentare del numero di punti fisici di riconsegna che costituiscono gli ambiti su cui opera il medesimo *shipper* (tale situazione contraddistingue un nuovo entrante con pochi clienti sparsi sul territorio).

Le figure 6 e 7 mostrano l'incidenza media del corrispettivo fisso al variare della quota di mercato.

Figura 6. Incidenza del coefficiente fisso in funzione della quota di mercato (caso con 3 operatori)

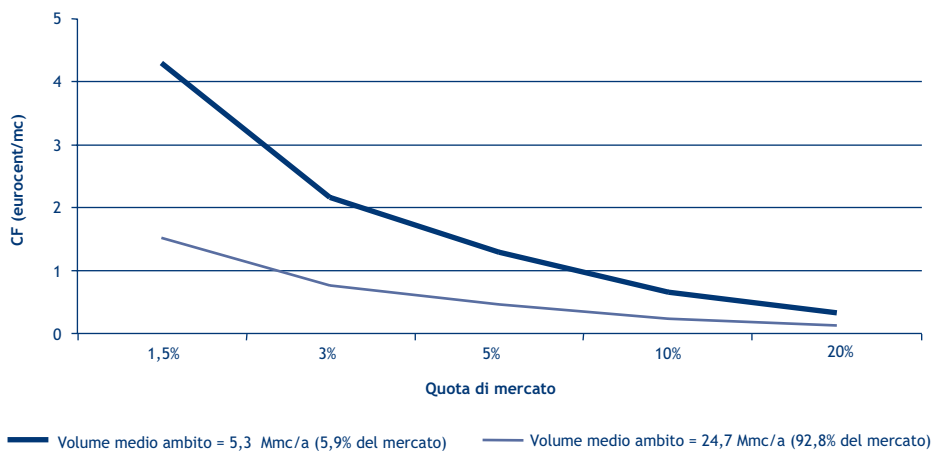


Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

⁶² Per punto di riconsegna si intende il punto fisico della rete nel quale avviene il passaggio di proprietà o l'affidamento in custodia del gas e la sua misurazione, o l'aggregato locale di punti fisici fra loro connessi a monte (nel caso di punti di consegna), o a valle (nel caso di punti di riconsegna), quale è il caso di impianti di distribuzione interconnessi.

⁶³ Il corrispettivo fisso è calcolato tenendo conto dalle caratteristiche del servizio reso, sulla base della tipologia degli apparati di misura del punto di riconsegna e del flusso di gas ivi trasportato. Tale corrispettivo fisso è ripartito nel punto di riconsegna sulla base del numero degli *shippers* e delle capacità conferite al medesimo punto.

Figura 7. Incidenza del coefficiente fisso in funzione della quota di mercato (caso con 2 operatori)



Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

Nel caso nuovi operatori intendano entrare in singoli ambiti territoriali, coincidenti con gli ambiti tariffari sui quali è calcolata la tariffa di distribuzione, per forniture caratterizzate da volumi molto ridotti (ad esempio inferiore al 3 per cento) l'incidenza di tale corrispettivo fisso può in qualche caso assumere valori significativi.

Tale elemento però, piuttosto che operare come una barriera assoluta all'accesso di nuovi operatori, potrebbe operare nella direzione di scoraggiare azioni di penetrazione del mercato per quote ridotte in ambiti distinti, e di conseguenza, incentivare ingressi concentrati dal punto di vista spaziale (in grado quindi di beneficiare non solo della diversa incidenza del corrispettivo fisso, ma anche di possibili ottimizzazioni dei flussi in uscita dalla rete nazionale, ad esempio per contemporaneità dei prelievi dei clienti).

Nonostante tale possibile effetto di disincentivo connesso al corrispettivo fisso, sta aumentando significativamente il numero di punti di riconsegna sulla rete (intesi come impianti di distribuzione interconnessi con la rete di trasporto) nei quali è presente più di un operatore (valore da utilizzare, almeno per certe categorie di consumo, come *proxy* del grado di pluralità dell'offerta per singolo ambito tariffario). Si è passati infatti da 502 nel mese di ottobre 2002, a 760 nel mese di febbraio 2004, con una crescita intorno al 50 per cento.

La maggior parte dei punti di riconsegna (*pool*) condivisi si caratterizza per la presenza di due *shippers* mentre i *pool* con oltre 4 *shippers* sono in quantità modesta. Si rileva che, con l'aumentare del numero degli *shippers*, diminuisce fortemente l'incidenza del corrispettivo fisso. I numeri mostrano anche come in un territorio corri-

spondente alla distribuzione di una percentuale pari a circa il 30 per cento dei volumi complessivi, siano già presenti più di un fornitore. Come si evince dalla tavola 7, si tratta soprattutto di zone del Nord del Paese. In molti casi l'entrata ha riguardato volumi inferiori al 3 per cento, rivelando come l'eventuale svantaggio in termini di componente fissa possa evidentemente essere compensato da altre voci in termini di prezzo complessivo del gas offerto.

Tavola 5 - Pool condivisi

Mese	N. punti condivisi	% sul totale
Ott-03	582	9%
Nov-03	651	10%
Dic-03	662	10%
Gen-04	726	11%
Feb-04	760	11%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

Tavola 6 - Distribuzione degli shippers presso i punti condivisi nel mese di febbraio 2004

N. shippers per punto	N. punti	%
2	557	73,4%
2-4	177	23,3%
>4	25	3,3%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

Tavola 7 - Aggregazione geografica dei punti condivisi nel mese di febbraio 2004

Zona	% Pool condivisi
Nord	64%
Centro	27%
Sud	9%

Fonte: elaborazioni AEEG su dati SRG.

Sempre in termini di struttura tariffaria, la tariffa di trasporto, prevedendo per una quota pari al 67 per cento⁶⁴ corrispettivi relativi all'impegno di capacità, risulta strettamente legata al coefficiente di utilizzo della rete e alla distanza dalla rete nazionale. Essa inoltre prevede una

⁶⁴I corrispettivi CP_e , CP_u e CR sono calcolati a partire dal 67 per cento dei ricavi complessivi, che viene poi suddiviso in vincolo per la rete nazionale (per il calcolo dei corrispettivi del sistema *entry exit*) e vincolo per la rete regionale sulla base delle quote di *assets* rispettivamente attribuibili alla rete nazionale e alla rete regionale.

componente variabile che, calcolata a partire dal 30 per cento dei ricavi riconosciuti è dunque superiore agli effettivi costi variabili, che di norma non superano il 5 per cento.

Tale scelta appare giustificata, oltre che, come si è visto, dalla necessità di incentivare l'utilizzo efficiente della rete, dall'opportunità di tenere conto della distanza di trasporto in misura equilibrata, e principalmente dalla finalità di attenuare le penalizzazioni territoriali di cui possono soffrire le aree in cui sono minori le densità di consumo rispetto al costo dei gasdotti ed i coefficienti di utilizzazione delle capacità disponibili (articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00), coprendo la parte rimanente, non predominante, dei costi attraverso corrispettivi correlati alle quantità trasportate⁶⁵.

Un recente studio internazionale⁶⁶ ha messo a confronto la struttura di varie tariffe di trasporto europee, ed è emerso che le tariffe italiane risultano in media inferiori per tutte le classi e tipologie di consumo, con l'eccezione di tariffe destinate a servire clienti di grandi dimensioni, localizzati a breve distanza dalla rete nazionale.

In termini di dinamica tariffaria, dall'adozione del nuovo meccanismo tariffario nell'ottobre 2001, si è registrata una riduzione del 14 per cento delle tariffe di trasporto per l'effetto combinato di una maggiore capacità disponibile – sia per recuperi di efficienza sia per nuovi investimenti nella rete – e dell'impatto del meccanismo di correzione dei maggiori ricavi percepiti rispetto a quelli riconosciuti⁶⁷.

3.1.2 CRITERI DI ACCESSO ALLA RETE DI TRASPORTO

Le condizioni di accesso alla rete di trasporto a regime sono state definite attraverso il processo di approvazione dei codici di rete, conclusosi nei mesi di luglio e dicembre 2003 rispettivamente per SRG e Edison T&S. Inizialmente nel 2001 è stato adottato un

⁶⁵ L'effetto di perequazione è tanto maggiore quanto più elevata è la quota di costo attribuita al corrispettivo variabile, che, ai sensi del citato articolo 23, comma 3, deve comunque avere un ruolo secondario. Inoltre, l'attribuzione di una parte dei costi fissi di trasporto al corrispettivo variabile consente una ripartizione più equilibrata tra trasportatori ed utenti dei rischi derivanti da andamenti della domanda complessiva di gas difforni rispetto alle previsioni, per ragioni climatiche, macroeconomiche, o per motivi connessi con l'andamento dei mercati energetici, le politiche ambientali o fiscali, o con altri fattori esterni difficilmente controllabili dall'industria del settore. Una completa attribuzione dei costi fissi di trasporto ai corrispettivi di capacità esonera il trasportatore da tali rischi, lasciandoli agli utenti del sistema e ai consumatori finali.

⁶⁶ Studio Nera, 2004, citato dall'Amministratore Delegato P. Caropreso di SRG nel corso dell'intervento presso il convegno AIEE svoltosi a Milano il 29 marzo 2004.

⁶⁷ La dinamica delle tariffe nel periodo regolatorio (ottobre 2001-settembre 2005) è affidata ad un sistema di aggiornamento, che prevede:

- il *revenue cap* applicato ai ricavi delle imprese, considerando una produttività del 2 per cento, ai fini del calcolo annuale delle componenti relative alla capacità (CP_e , CP_u e CR);
- il *price-cap* applicato al corrispettivo CV legato all'energia trasportata (produttività pari al 4,5 per cento) e al corrispettivo fisso CF (produttività pari al 2 per cento). L'aggiornamento del *revenue cap* tiene conto di un meccanismo correttivo volto ad assicurare nel tempo il rispetto del vincolo dei ricavi prefissato.

approccio graduale e flessibile rispetto agli sviluppi del mercato che ha visto la definizione di modalità transitorie per il conferimento di capacità di trasporto e per il bilanciamento⁶⁸. Le società di trasporto hanno avuto inoltre la possibilità, su basi negoziali, di definire regole diverse, purché coerenti con i principi di non discriminazione e trasparenza delle condizioni applicate.

Nel triennio 2000-2003 si è assistito ad un progressivo incremento del numero degli operatori che hanno avuto accesso al sistema di trasporto. Il numero degli *shippers* che hanno richiesto capacità di trasporto è aumentato da 4 (nell'anno 2000) a 27 (nell'anno 2002) a 32 (nell'anno 2003).

Parallelamente, è aumentata in maniera considerevole la capacità di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, per effetto sia dell'ottimizzazione del sistema sia per la realizzazione di nuovi investimenti. Nell'anno termico 2002-2003 si è riscontrato un aumento, rispetto all'anno precedente, del 9,5 per cento della disponibilità di capacità di trasporto di tipo continuo. Nell'anno termico 2003-2004 la disponibilità capacità è ulteriormente aumentata con un incremento, rispetto all'anno precedente, di circa l'1 per cento (tavola 8)⁶⁹.

Per quanto riguarda la capacità di trasporto di tipo interrompibile annuale, si è riscontrato nell'anno termico 2003-2004 un aumento del 15 per cento rispetto all'anno precedente, raggiungendo un valore complessivo di 7,5 milioni di metri cubi/giorno, corrispondente a circa il 3 per cento della capacità di trasporto di tipo continuo (tavola 9). La capacità di trasporto di tipo interrompibile, sia annuale che stagionale, complessivamente messa a disposizione nell'anno termico 2003-2004, è stata pari a 10,2 milioni di metri cubi/giorno. La capacità di trasporto interrompibile è resa disponibile nei punti nei quali vi è congestione di capacità, ed è stata fondamentale per soddisfare le richieste degli *shippers* nei punti di entrata di Tarvisio e Passo Gries nell'anno termico 2002-2003 e 2003-2004.

La capacità conferita nell'anno termico 2003-2004 è aumentata del 3,3 per cento rispetto all'anno precedente (tavola 10). Il dato relativo ai conferimenti risente tuttavia anche delle politiche commerciali degli utenti del servizio, e del grado di rischio assunto rispet-

⁶⁸ Per il primo anno termico è stato adottato un criterio di allocazione *first come first served* e, per evitare accaparramenti di capacità e verificare i contratti esistenti, è stata introdotta una disposizione che impediva la prenotazione di capacità in entrata senza capacità in uscita. Dal momento che tale prescrizione non facilitava il *trading* nel sistema, è stata introdotta fin da subito la facoltà per gli *shippers* di scambiarsi capacità.

⁶⁹ È opportuno osservare che non vi è sempre esatta corrispondenza tra la capacità tecnica di trasporto dell'infrastruttura estera posta "a monte", e la capacità tecnica di trasporto nei punti di ingresso della rete nazionale di gasdotti posti "a valle", e, in caso di mancata corrispondenza, la capacità disponibile in ingresso deve riferirsi al minimo dei due valori.

to a possibili utilizzi di capacità nel corso dell'anno termico superiori alle quantità conferite e pagate, che possono determinare la corresponsione di penali.

Nonostante l'incremento delle capacità sul lato italiano, l'esperienza maturata nei primi anni del processo di liberalizzazione ha evidenziato problemi di congestione nell'importazione di gas dall'estero. Tenuto conto che il sistema italiano è fortemente dipendente dalle importazioni, le congestioni conducono necessariamente ad un razionamento dell'offerta di capacità ai punti di confine, ostacolando l'approvvigionamento di gas diverso da quello dell'*incumbent*.

Tale ostacolo è in gran parte riconducibile alla necessità di potenziare la capacità delle infrastrutture di importazione, ma dipende anche dai citati problemi di informazione asimmetrica, a vantaggio di Eni, relativi alla capacità disponibile sulla base dei flussi effettivi di gas (che non coincidono necessariamente con i flussi formalmente importabili sulla base dei contratti pluriennali, caratterizzati da gradi diversi di flessibilità)⁷⁰.

Nel definire le regole di accesso al sistema, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha dovuto bilanciare esigenze contrapposte: gli operatori titolari di contratti *take or pay* che richiedevano un accesso prioritario di lungo periodo per le massime quantità contrattuali e i soggetti nuovi entranti che disponevano sostanzialmente di contratti di breve periodo. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha previsto per le regole di accesso a regime che, in caso di congestione, il conferimento della capacità nei punti di entrata interconnessi con l'estero sia attribuito prioritariamente ai contratti *take or pay* siglati prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE per le quantità medie giornaliere, per un periodo non superiore a 5 anni⁷¹. Ciò da un lato per tutelare i diritti degli operatori con contratti conclusi sulla base del precedente quadro di riferimento, ma anche per tenere conto dell'esigenza di progressiva riduzione della durata dei contratti anche a fronte dell'oramai sostanziale realizzazione di buona parte delle infrastrutture esistenti.

È stato anche introdotto il principio *use it or lose it* in forza del quale l'impresa di trasporto rende disponibile per un servizio di tipo interrompibile la capacità non assegnata. La possibilità che venga riassegnata su base giornaliera la capacità già conferita ma non utilizzata in base ai programmi di utilizzo presentati, oltre a costituire uno strumento ulteriore di gestione della capacità rispetto al mercato secondario, consente di ottimizzare l'utilizzo della capacità di trasporto e di evitare fenomeni di accaparramento di capacità che si potrebbero originare sia a fini speculativi, sia per creare barriere strategiche all'entrata.

⁷⁰ Per un maggiore dettaglio si veda il paragrafo 1.4.

⁷¹ L'ordine di priorità completo è il seguente (per le quantità medie giornaliere): *take or pay* siglati prima del 10 agosto 1998; altri contratti di lungo periodo; contratti annuali; altri contratti; allocazione *pro quota* in ciascuna delle precedenti categorie.

Tavola 8 - Capacità di trasporto di tipo continuo nei punti di entrata per l'importazione M(m³)/g

Punto di interconnessione	Anni termici				
	2001-2002	2002-2003	Δ%	2003-2004	Δ%
Passo Gries	43	61,5	43,02	57,7	-6,18%
Gela	-	-	-	-	-
Mazara del Vallo	88	87	-1,14	86	-1,15
Tarvisio*	73,5	76,4	3,95	82	7,33
Gorizia	0	0,7	-	0,7	0,00%
Panigaglia	10	10	0,00	11,5	15,00
Totale	214,5	235,6	9,84	237,9	0,98

* valori massimi nell'anno termico

Fonte: SRG

Tavola 9 - Capacità di trasporto di tipo interrompibile annuale nei punti di entrata per l'importazione M(m³)/g

Punto di interconnessione	Anni termici		
	2002-2003	2003-2004	Δ%
Passo Gries	4	5	25
Gela	-	-	-
Mazara del Vallo	-	-	-
Tarvisio(*)	2,5	2,5	0
Gorizia	0	0	-
Panigaglia	-	-	-
Totale	6,5	7,5	15

(*) valori massimi nell'anno termico.

Fonte: SRG.

Tavola 10 - Conferimenti di capacità di tipo continuo e interrompibile nei punti di entrata per l'importazione M(m³)/g

	2001-2002	2002-2003	Δ%	2003-2004	Δ%
Passo Gries	42,24	55,21	31	59,5	7,8
Tarvisio	72,76	79,05	9	80,46	1,8
Gorizia	-	0,7	-	0,88	25,7
Mazara del Vallo	74,4	75,9	2	77,4	2,0
GNL Panigaglia	11,4	11,4	0	11,4	0,0
Totale	200,8	222,26	11	229,63	3,3

Fonte: Bilancio SRG.

3.1.3 LA CREAZIONE DI UN MERCATO REGOLATO DI SCAMBIO DI CAPACITÀ E DI GAS

L'esistenza di un meccanismo tariffario di tipo *entry exit*, unitamente al riconoscimento, in termini di regole di accesso, del diritto per gli utenti del servizio di trasporto di scambiarsi o cedere gas e capacità nel sistema, ha portato alla creazione del cosiddetto Punto di Scambio Virtuale, o *hub* virtuale all'interno della rete di trasporto⁷² (di seguito: PSV).

Il PSV è nato su iniziativa di SRG che ha dato realizzazione alle disposizioni contenute nella deliberazione n. 137/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, mettendo a disposizione un supporto informatico per la gestione di un mercato per scambi bilaterali tra gli *shippers* a prezzi concordati in maniera riservata e quindi non noti al PSV.

La possibilità di scambiare il gas, sebbene su base mensile, esisteva già ai punti di frontiera, con contestuale scambio di capacità; tuttavia, rappresentando il PSV un mercato per scambi di gas già presente in rete su base giornaliera, esso incentiva la crescita del numero delle transazioni e quindi il grado di liquidità rispetto alla situazione preesistente. In particolare, l'opportunità di effettuare scambi di gas in rete fornisce agli *shippers* un ulteriore strumento di flessibilità, utile a fini di bilanciamento. La posizione di SRG è di puro intermediario che offre un portale per la pubblicità delle opportunità di scambio e la notifica delle transazioni. Gli *shippers* stessi restano reciprocamente responsabili delle transazioni notificate attraverso il PSV.

Allo scopo di accrescere le potenzialità di tale *hub* a fini di bilanciamento, è stato previsto per l'anno termico 2004-2005⁷³:

un'estensione dell'intervallo di tempo nel quale si possono compiere transazioni presso il PSV e la possibilità di effettuare gli scambi e le cessioni anche durante il giorno gas, così da consentire agli *shippers* di far fronte non solo a sbilanciamenti prevedibili rispetto ai loro programmi, ma anche a sbilanciamenti imprevisti;

la possibilità di effettuare cessioni e scambi presso gli *entry points* collegati con l'estero e con il terminale di GNL anche per periodi inferiori al mese, così da riallineare tali transazioni con quelle effettuate presso il PSV, che possono appunto essere anche giornaliere. Diversamente, maggiori ed inattese opportunità di scambio di gas potrebbero trovare un vincolo nella carenza di capacità.

Il PSV dovrebbe rappresentare solo il primo di una serie di passi verso la creazione di un mercato regolamentato del gas già previsto dalla stessa deliberazione n. 137/02

⁷² Negli *hub* virtuali, gli scambi sono effettuati rispetto ad un unico punto virtuale della rete. In alternativa (ad esempio in USA) gli scambi possono avvenire presso punti fisici e dare origine ai cosiddetti *hub* fisici.

⁷³ Deliberazione n. 22/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La successiva deliberazione n. 22/04 ha espressamente individuato le tappe⁷⁴ che consentiranno di creare la borsa vera e propria per il gas, destinata a centralizzare gli scambi di materia prima come già attualmente avviene nel caso di molte altre *commodities*.

In tal caso il prezzo del gas si formerebbe in un mercato concorrenziale e rifletterebe le fluttuazioni della domanda e dell'offerta, segnalando l'effettiva scarsità di gas e sganciandosi dal prezzo dei combustibili alternativi al quale è ancora oggi legato nei contratti internazionali di approvvigionamento. Il coordinamento delle transazioni dovrebbe essere affidato ad un meccanismo anonimo e trasparente che sostituirebbe definitivamente il coordinamento operato dall'integrazione verticale in seno ad un'unica impresa monopolista, caratteristico del sistema antecedente la liberalizzazione. Ciò richiederebbe il passaggio ad un vero e proprio mercato centralizzato per gli scambi di gas, organizzato intorno ad un soggetto esterno alla filiera, che funge da *Clearing House* ed è controparte degli *shippers* in qualsiasi transazione, di cui si assume direttamente la responsabilità finanziaria. In quest'ultimo tipo di mercato – paragonabile all'OCM (*On the day Commodity Market*) inglese – il prezzo delle transazioni è fissato quotidianamente dal mercato, viene quindi ufficialmente rilevato e costituisce la base per il *settlement* finanziario dei contratti.

La liquidità attuale del PSV e il breve tempo intercorso dalla sua implementazione (ottobre 2003) non sembrano però giustificare attualmente gli oneri dell'avviamento immediato di un mercato centralizzato, con incarico ad operatore esterno alla filiera. Anche lo sviluppo di una "borsa" per il bilanciamento deve essere attentamente valutato da un lato, alla luce della possibilità per Eni e gli operatori maggiori di influenzare i valori su tale mercato, fintanto che esso non raggiungerà la liquidità necessaria, dall'altro per la necessità di individuare il soggetto in grado di far fronte ai quantitativi eventualmente necessari a fini di bilanciamento.

La limitata liquidità presente attualmente presso il PSV è senza dubbio frutto dei vincoli esistenti in termini di approvvigionamento indipendente da Eni e delle ridotte quantità

⁷⁴ La prima fase è costituita dalle regole fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per rendere il sistema di transazioni secondarie più ampio e flessibile, consentendo che cessioni e scambi possano avvenire nello stesso giorno in cui si manifesta la necessità di acquisire o cedere partite di gas (prima ciò era possibile solo con prenotazioni sino a 24 ore prima). La seconda fase prevede l'introduzione di contratti standard che definiscano tutte le clausole generali di compravendita, rimandando alle controparti la definizione del prezzo. Tali contratti, che saranno predisposti dall'Autorità, faciliteranno gli scambi e le cessioni e forniranno maggiori garanzie agli operatori che vorranno adottarli, in particolare a quelli di minori dimensioni. La terza fase prevede la realizzazione di un mercato giornaliero del bilanciamento che permetterà agli operatori di acquistare o vendere gas e capacità di trasporto, superando il sistema di penali previsto per i superamenti della capacità effettivamente utilizzata rispetto a quella conferita, nonché per sbilanciamenti tra i quantitativi di gas immessi e quelli prelevati giornalmente. La fase finale è costituita dall'implementazione di una vera e propria borsa del gas.

che possono essere importate al di fuori dei contratti a lungo termine. Ad oggi il ricorso a forniture *spot* non riesce a garantire un'iniezione di risorse sufficiente per lo sviluppo del mercato, probabilmente possibile solo attraverso nuovi flussi di importazioni e nuovi investimenti infrastrutturali. Da questo punto di vista iniziative finalizzate alla creazione di liquidità sul mercato del gas (*gas release* da parte dell'operatore dominante, utilizzo delle quantità trasportabili attraverso il 20 per cento della capacità delle nuove infrastrutture di rigassificazione e/o di interconnessione via gasdotto) appaiono strumenti necessari all'avvio di un mercato centralizzato⁷⁵.

La Σ riporta il numero delle transazioni e i volumi complessivi dei primi mesi di funzionamento del PSV. Si osserva che i volumi sono relativi alle transazioni di scambio (e non di cessioni e acquisti) e quindi sono conteggiati una sola volta. Nei primi sei mesi di funzionamento è emerso che il PSV è stato prevalentemente utilizzato come strumento *ex ante* per la risoluzione delle situazioni di sbilanciamento degli utilizzatori, anche se, a fronte di una crescita delle transazioni, i volumi rimangono tuttora limitati.

Tavola 11 - Transazioni al Punto di scambio virtuale M(m³)

Mese	N. Transazioni	Volumi	% Su immesso in rete
ott-03	142	20,94	0,34
nov-03	166	21,15	0,30
dic-04	349	46,70	0,61
gen-04	297	32,02	0,42
feb-04	375	35,24	0,49
mar-04	653	44,36	0,60
Totale	1982	200,41	0,47

Fonte: elaborazione AEEG su dati SRG

3.2 Stoccaggio

Negli anni che hanno preceduto la liberalizzazione, lo stoccaggio di gas naturale in giacimento costituiva uno strumento per ottimizzare i flussi di gas nell'ambito di un sistema verticalmente integrato e con offerta monopolistica ai consumatori finali. Con la rottura dell'integrazione verticale e con l'introduzione della possibilità di concorrenza nella

⁷⁵ Nel precedente paragrafo 1.7 sono stati descritti i vantaggi in termini concorrenziali (riduzione degli incentivi alla segmentazione del mercato della vendita) che discenderebbero dallo sviluppo di un siffatto mercato.

vendita di gas, l'accesso alle infrastrutture di stoccaggio svolge un'indispensabile funzione strategica. Esso infatti, da un lato permette ai venditori⁷⁶ di modulare l'offerta di gas, per far fronte alla rigidità del profilo delle importazioni (sebbene tale rigidità differisca da un operatore all'altro) e alla forte variabilità che caratterizza la domanda nel mercato civile; dall'altro, con lo sviluppo del mercato, assolve anche ad altre potenziali funzioni come, ad esempio, la possibilità di mantenere gas in stoccaggio a fini speculativi (*parking*).

Lo stoccaggio di gas naturale in giacimento continua anche a svolgere un ruolo di ausilio all'attività di produzione nazionale di gas (stoccaggio minerario), nonché un ruolo di garanzia di sicurezza delle forniture, tenuto conto sia dei rischi relativi a condizioni climatiche eccezionali, sia dei rischi di interruzioni delle importazioni da paesi extra-Unione europea (stoccaggio strategico).

Nel sistema vigente prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, solo il titolare di una concessione di coltivazione aveva facoltà di richiedere anche una concessione di stoccaggio: entrambe facevano capo allo stesso soggetto e non potevano essere trasferite in maniera disgiunta. Lo scenario è stato completamente ridefinito dal decreto legislativo n. 164/00, che stabilisce la separazione contabile fra l'attività di stoccaggio e l'attività di trasporto e la separazione societaria rispetto alle altre fasi della filiera (regime speciale rispetto alla norma generale di separazione societaria rispetto alle altre fasi della filiera). I titolari di concessioni di stoccaggio devono assicurare e fornire i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti che ne facciano richiesta, qualora tecnicamente ed economicamente realizzabili, sulla base di tariffe e regole di accesso stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Nel 2001 la società Stoccaggi Gas Italia (di seguito: Stogit), nell'ambito del progetto di Eni finalizzato alla separazione societaria delle attività del settore del gas naturale, ha ricevuto in conferimento due rami di azienda di Eni e Snam (rispettivamente "Stoccaggi Gas" e "Centrali") entrambi funzionali alle attività di stoccaggio di gas naturale. Tale soluzione ha mantenuto il monopolio di fatto esistente nella fase di stoccaggio, tenuto conto che Stogit detiene oggi in Italia il 98 per cento della capacità totale. Stogit gestisce otto stoccaggi, sette dei quali sono ubicati nella Valle Padana⁷⁷ e uno nell'Italia centrale⁷⁸. Per l'anno 2003-2004 la riserva attiva complessiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 17 miliardi di metri cubi.

⁷⁶ In capo ai quali oggi sono posti gli obblighi di modulazione ex decreto legislativo n. 164/00, articolo 18, comma 2.

⁷⁷ Concessioni di Brugherio, Cortemaggiore, Minerbio Ripalta, Sergnano, Settala, Tresigallo.

⁷⁸ Concessione di Fiume Treste.

La seconda impresa di stoccaggio mantiene invece ancora sotto un'unica società, Edison T&S, le fasi di trasporto e di stoccaggio. Edison T&S dispone di due stoccaggi (Cellino, in Abruzzo, e Collalto, in Veneto), con una riserva attiva attuale di circa 260 milioni di metri cubi.

3.2.1 REGOLAZIONE DELLO STOCCAGGIO ED EFFETTI SULLA CONCORRENZA

INCENTIVI ALLA OFFERTA DI NUOVI SERVIZI DI STOCCAGGIO

L'esperienza di altri mercati concorrenziali (ad esempio USA) ha mostrato come lo sviluppo del mercato favorisca l'utilizzo delle risorse di stoccaggio per offrire servizi profondamente diversi, in aggiunta a quelli tradizionalmente gestiti da un operatore verticalmente integrato (tipicamente caratterizzati dalla regolarità di una fase di iniezione estiva e di una di erogazione invernale).

Tali servizi si configurano come una vera e propria innovazione di prodotto legata alla liberalizzazione del mercato e possono svolgere un ruolo particolarmente importante per la diversificazione dell'offerta di gas, soprattutto per i nuovi entranti caratterizzati da profili di importazione più rigidi. Nel caso italiano, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha deciso di esentare dalla regolazione tariffaria l'offerta di servizi diversi dallo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione stagionale⁷⁹, allo scopo di fornire un incentivo per lo sviluppo di servizi innovativi, e anche in considerazione del fatto che si tratta di servizi potenzialmente in concorrenza con altre fonti di flessibilità (flessibilità dell'import, ricorso a forniture interrompibili, PSV), che possono dunque costituire un limite al potere di mercato dell'impresa di stoccaggio. L'offerta di tali servizi risponde alla necessità degli utenti di disporre di una maggiore flessibilità operativa e commerciale nella gestione del gas in relazione sia agli obblighi di bilanciamento giornaliero/mensile sulla rete di trasporto, sia alle opportunità derivanti da operazioni *spot* e di arbitraggio spaziale e temporale sui prezzi del gas.

Nel corso dei primi due anni termici successivi alla liberalizzazione, l'offerta di servizi cosiddetti speciali, soprattutto da parte di Stogit è andata aumentando in misura sensibile. In particolare, sono stati offerti servizi di "modulazione aciclica", che prevedono la possibilità di iniettare o prelevare gas da stoccaggio su base continuativa nel corso dell'anno, quindi anche in controflusso rispetto alle citate fasi "stagionali" di iniezione e di prelievo dal sito di stoccaggio⁸⁰.

⁷⁹ Per l'accesso a questi servizi sono comunque garantite condizioni trasparenti e non discriminatorie.

⁸⁰ Gli utenti che hanno sottoscritto un contratto di modulazione aciclica sono passati da 13 nell'anno termico 2003-2003 a 18 nel 2003-2004. Nel medesimo anno termico sono stati 13 gli utenti del servizio di controflusso estivo e 14 quelli del controflusso invernale. A tali servizi si aggiungono quelli per prestazioni di punta integrativa e di *pooling* degli sbilanci.

In una prima fase di sviluppo della liberalizzazione, l'offerta di servizi non regolati deve tuttavia essere attentamente monitorata e valutata, per offrire al regolatore elementi informativi adatti ad affrontare il *trade-off* tra l'offerta di incentivi all'impresa per lo sviluppo di nuovi servizi e la necessità di vigilare su possibili comportamenti opportunistici, frutto del potere di mercato esercitabile in questa fase della filiera del gas. Il controllo societario di Stogit da parte di Eni, infatti, potrebbe indurre quest'ultima, titolare delle maggiori flessibilità alternative allo stoccaggio presenti sul mercato, a costringere i soggetti terzi a ricorrere ai servizi innovativi di stoccaggio per ottenere la flessibilità necessaria ad operare sul mercato. Tuttavia, un sempre maggiore sviluppo delle transazioni nel PSV e una sufficiente liquidità in quel punto dovrebbe porsi, sia pure in prospettiva, come alternativa concorrenziale ad alcuni servizi speciali offerti da Stogit, potenzialmente privilegiandone altri (ad esempio il *parking*).

TARIFFA UNICA E TARIFFA PER CAMPO

Tenuto conto che l'attività di stoccaggio è attualmente caratterizzata da un monopolio di fatto da parte di Stogit, le condizioni economiche e tecniche di accesso per i servizi essenziali (ad esempio la modulazione stagionale) devono essere regolamentate, al fine di assicurare l'assenza di pratiche discriminatorie e la trasparenza delle condizioni applicate.

Il decreto legislativo n. 164/00 ha stabilito l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di gestire in modo coordinato e integrato il complesso delle capacità, al fine di garantirne l'ottimizzazione, e ha previsto che le tariffe per il servizio di stoccaggio strategico, minerario e di modulazione siano regolate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Sebbene tale obbligo non escluda la determinazione di tariffe per singolo campo di stoccaggio, l'adozione di una tariffa unica per il complesso dei campi appartenenti alla stessa impresa, quale quella adottata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, appare particolarmente funzionale a tale scopo.

D'altro canto, la predisposizione di tariffe per singolo campo avrebbe avuto il pregio di evitare qualunque sussidio incrociato tra campi appartenenti alla stessa impresa, e in particolare avrebbe consentito alle nuove imprese che entrano nel settore, e che dispongono di nuovi campi, spesso più costosi rispetto alla media di quelli esistenti, di competere su un piano di maggiore parità, potendosi confrontare a livello di singolo campo anziché al complesso della capacità.

Tuttavia, allo stato attuale, sebbene siano state richieste nuove concessioni di stoccaggio, queste non sono ancora entrate nella fase operativa (si veda la tavola 12). Tenuto conto che il periodo minimo necessario alla messa in attività dei nuovi campi è di almeno due anni, è ragionevole ritenere che per tutta la durata del primo periodo regolatorio (vale a

dire fino a marzo 2005) il settore sia destinato a rimanere sostanzialmente monopolistico. Inoltre, la determinazione di tariffe per singolo campo avrebbe determinato tariffe molto diverse da campo a campo, poiché i campi di stoccaggio attivi risultano molto eterogenei, sia dal punto di vista dell'efficienza produttiva, sia a livello di costi di investimento. Come conseguenza, tutti gli utenti avrebbero richiesto l'accesso ai campi meno costosi⁸¹, e dunque si sarebbe posta la necessità di stabilire complesse e onerose regole per l'accesso e il razionamento, in una situazione in cui le possibilità di controllo da parte dell'operatore dominante rimangono elevate⁸².

PROMOZIONE DEI NUOVI INVESTIMENTI

Alla luce dell'esperienza di questi anni, è emerso che gli incentivi allo sviluppo di nuovi campi di stoccaggio possono operare non solo come leva per lo sviluppo di ulteriore capacità di modulazione stagionale⁸³, ma soprattutto come più generale impulso alla creazione di capacità per servizi nuovi e più flessibili, e non da ultimo funzionali anche allo sviluppo di un *hub* per scambi al di fuori dei contratti a lungo termine. Le notevoli capacità di stoccaggio italiane, sommate a quelle dei campi di produzione in via di esaurimento e potenzialmente convertibili in campi di stoccaggio, costituiscono una risorsa che colloca l'Italia in una posizione vantaggiosa per il futuro sviluppo di un *hub* che possa non solo aumentare la liquidità del mercato interno, ma anche fare dell'Italia un *hub* mediterraneo continentale competitivo, in concorrenza con quelli nord europei, e permettere, in alternativa alla situazione attuale, lo sviluppo di flussi bidirezionali in grado di rafforzare l'inserimento del mercato italiano del gas nel mercato europeo.

L'investimento in nuove infrastrutture di stoccaggio o in campi non a regime, vale a dire quelli gestiti a pressioni inferiori alla pressione iniziale, come è il caso dei giacimenti appartenenti ad Edison T&S, è attualmente incentivato dal sistema tariffario mediante la libertà tariffaria per quattro anni per le imprese nuove entranti o quelle già esistenti, che avviano le attività di stoccaggio in nuovi campi, o in nuovi livelli geologici di siti di stoccaggio sotter-

⁸¹ L'accesso a ciascun campo di stoccaggio, ovunque localizzato, non comporta infatti differenze in costi di trasporto tali da modificare le convenienze relative, in forza dell'esistenza di un unico punto di accesso virtuale alla rete per ogni punto di stoccaggio, nell'ambito del modello *entry exit*.

⁸² Queste considerazioni sono alla base del dibattito sulla possibilità di implementare meccanismi d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio. Sebbene l'asta consenta di conferire la capacità agli utenti che vi attribuiscono il valore più elevato, la configurazione del mercato dello stoccaggio è tale che il rischio di effetti indesiderati è probabile (si consideri solo a titolo di esempio l'anomalia insita nel legame proprietario tra l'*incumbent* (Eni) nonché *bidder*, e l'*auctioneer* (Stogit)).

⁸³ Come più sopra evidenziato, il settore civile, ai quali è destinata, in misura predominante, la modulazione stagionale, è atteso crescere solo in misura limitata (si veda il paragrafo 2).

raneo esistenti. In tutti questi casi l'adeguamento del giacimento esaurito all'attività di stoccaggio richiede investimenti ed implica costi marginali crescenti e disponibilità di gas⁸⁴.

Le tariffe per i nuovi campi, o per i campi non ancora a regime, devono essere determinate per ciascun campo preso singolarmente e, nel caso l'impresa gestisca congiuntamente campi già a regime e quindi soggetti a tariffe regolate, esse devono rimanere distinte dalle tariffe calcolate per questi ultimi.

La scelta di riconoscere libertà tariffaria ai nuovi campi e ai campi non a regime, muove nella direzione sia di stimolare l'ampliamento delle capacità di stoccaggio, sia di incentivare la competizione fra *incumbent* e operatori nuovi entranti, che altrimenti, come più sopra indicato, si troverebbero a competere con l'insieme dei campi dell'*incumbent*. Tale scelta appare inoltre congruente con la possibilità di sviluppare servizi del tutto nuovi e funzionali al mercato, in concorrenza con strumenti alternativi di flessibilità dell'offerta.

Purtroppo l'auspicato sviluppo di nuove infrastrutture di stoccaggio ad oggi non si è ancora realizzato e sono ancora in corso per esse gli *iter* burocratici, ad eccezione di un solo sito per il quale l'istruttoria è stata completata e si è in attesa degli approfondimenti sulla necessità della verifica di impatto ambientale. Lo stato delle procedure di assegnazione delle concessioni relative a nuovi giacimenti, il cui *iter* non si è ancora concluso, è riportato in dettaglio, insieme alle altre istanze presentate per nuovi siti di stoccaggio, nella tavola 12, che indica anche i soggetti in concorrenza per l'assegnazione del medesimo campo.

IMPATTO DELLA STRUTTURA TARIFFARIE E DINAMICA DELLA TARIFFA

La tariffa di stoccaggio determinata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulla base dei costi, prevedendo, tra gli altri⁸⁵, corrispettivi legati esclusivamente alle capacità impegnate, ha avuto l'effetto di eliminare la discriminazione di prezzo implicita nelle tariffe

⁸⁴ Alle imprese che investono in nuovi campi di stoccaggio è data facoltà di chiedere all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la determinazione delle tariffe per singolo campo, sulla base dei dati risultanti dal bilancio dell'esercizio precedente l'anno termico di applicazione della tariffa, del corrispettivo per l'attribuzione della concessione di stoccaggio e delle capacità di stoccaggio dichiarate. In alternativa, tali imprese possono fissare le proprie tariffe per tre anni a decorrere dal primo anno termico successivo alla data di entrata in funzione del campo e, in caso di campi attivi, ma non a regime, fino al termine del primo periodo regolazione. L'arco temporale stabilito per il quale possono essere determinate liberamente le tariffe, risponde all'obiettivo di dare agli operatori un riferimento certo e un orizzonte temporale sufficientemente ampio a garanzia degli investimenti effettuati.

⁸⁵ La tariffa di stoccaggio di modulazione, di stoccaggio minerario e di stoccaggio strategico è costituita dalle seguenti componenti: corrispettivo unitario di spazio, corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera, corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione. A ciò si aggiunge un corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa di stoccaggio ai fini dello stoccaggio strategico.

Tavola 12 - Istanze di concessione di stoccaggio

Denominazione istanza	Società titolare	Provincia	Stato di avanzamento
"Collecchio"	S.r.l. Geogas,S.p.A. Petrorep	PR	Sospesa
"Borgo S. Giovanni"	S.r.l. Costruzioni Condotte	LO	Rigettata
"Cornegliano"	S.c.r.l. Confservizi International	LO	Accolta
"Masseria S. Angelo"	S.r.l. Costruzioni Condotte	MT	In fase di valutazione
"Serra Pizzuta"	S.r.l Geogas	MT	In fase di valutazione
"Cugno le macine"	S.c.r.l CPL Concordia	MT	In fase di valutazione
"Cugno le macine"	S.r.l Geogas	MT	In fase di valutazione
"Cugno le macine"	S.p.A Blugas	MT	Rinuncia
"Canton"	S.r.l Independent gas management	VE	In fase di valutazione
"Colle Tronco"	S.r.l Independent gas management	FR	In fase di valutazione
"Rivara"	S.r.l Independent gas management	MO-BO	In fase di valutazione
"Cotignola"	S.p.A Blugas	RA	In fase di valutazione
"Cotignola"	S.c.r.l Confservizi International	RA	In fase di valutazione
"Cotignola"	S.p.A. Edison T&S	RA	In fase di valutazione
"San Potito"	S.p.A. Edison T&S	RA	In fase di valutazione
"San Potito"	S.p.A. Blugas	RA	In fase di valutazione
"Cotignola e San Potito"	S.c.r.l. CPL Concordia e Italcogim	RA	In fase di valutazione
"Cotignola e San Potito"	S.p.A. Enel.FTL	RA	In fase di valutazione

Fonte: Map.

precedentemente praticate Stogit⁸⁶. Sebbene la nuova struttura tariffaria non sia perfettamente confrontabile con quella proposta da Stogit, si può stimare una riduzione media di circa il 40 per cento.

Nel caso particolare dello stoccaggio strategico l’Autorità per l’energia elettrica e il gas ha disposto che gli importatori possano rispettare l’obbligo di destinare a stoccaggio il 10 per cento di volume di gas importato da paesi non appartenenti all’Unione europea mediante il pagamento di un corrispettivo per la messa a disposizione del gas già presente nei giacimenti di Stogit. Quest’ultima scelta regolatoria va nella direzione di massimizzare la crescita della quota di mercato dei nuovi entranti, (che altrimenti avrebbero dovu-

⁸⁶ In precedenza Stogit praticava prezzi differenziati per ciascun mese, penalizzando i clienti al termine del periodo di iniezione e al culmine del periodo di erogazione.

to destinare il 10 per cento delle proprie importazioni annue allo stoccaggio strategico), in omaggio ai principi della liberalizzazione e tenuto conto dei colli di bottiglia che ostacolano l'importazione di gas⁸⁷.

L'aggiornamento automatico delle tariffe mediante il metodo del *price-cap* sembra inoltre aver efficacemente incentivato lo sviluppo di nuova capacità nei campi esistenti. Nella tavola 13 sono riportati gli incrementi di capacità effettuati da Stogit dopo l'emanazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/02 avvenuta il 27 febbraio 2002, grazie ad ottimizzazioni operative e nuovi investimenti che hanno consentito di aumentare la pressione dei giacimenti e dunque il volume stoccabile. Già al termine dell'anno termico 2002-2003 lo spazio offerto da Stogit per il servizio di stoccaggio di modulazione ciclica era aumentato del 12 per cento rispetto all'anno precedente. L'aumento corrispondente per l'anno termico 2003-2004 è pari a circa il 6 per cento.

3.2.2 CRITERI DI ACCESSO AL SERVIZIO DI STOCCAGGIO

Anche per il servizio di stoccaggio sono state inizialmente previste dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas modalità transitorie di accesso al servizio, in modo da permettere l'avviamento del sistema e acquisire nel contempo l'esperienza necessaria per la definizione di un codice di stoccaggio rispondente alle esigenze degli utenti e dello sviluppo del mercato. L'apertura al mercato ha evidenziato anche in questo caso problemi di congestione, e dall'anno termico 2002-2003 l'eccesso di domanda di servizi di stoccaggio da parte degli utenti ha richiesto un intervento di razionamento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per far fronte alle carenze nell'offerta di stoccaggio di modulazione. Tale intervento è stato effettuato sulla base delle priorità di accesso riconosciute ai sensi del decreto legislativo n. 164/00⁸⁸.

L'Italia, rispetto ad altri paesi europei, dispone di giacimenti di stoccaggio caratterizzati da più ampie dimensioni e da costi di gestione decisamente inferiori. Tuttavia, le norme riguardanti la sicurezza delle forniture destinano quote molto ampie della capacità sia

⁸⁷ Sulla criticità in termini concorrenziali della disposizione del decreto legislativo n. 164/00 relativa all'obbligo di destinare a stoccaggio un ammontare pari al 10 per cento delle importazioni da paesi extra Unione europea si veda anche la segnalazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. AS217 "Autorizzazione all'importazione di gas naturale dai paesi non appartenenti all'Unione europea" in Bollettino n. 28/2001.

⁸⁸ L'accesso viene garantito secondo il seguente ordine di priorità a: 1) titolari di concessioni di coltivazione che richiedono una prestazione di stoccaggio minerario e importatori da Stati non appartenenti all'Unione europea per l'assolvimento degli obblighi di stoccaggio strategico; 2) imprese di trasporto, limitatamente al loro fabbisogno per la modulazione oraria e per il bilanciamento operativo; 3) imprese del gas per il fabbisogno di modulazione per un "inverno medio"; 4) imprese del gas per il fabbisogno di modulazione per un "inverno rigido"; 5) altri.

allo stoccaggio strategico, sia alla garanzia di fornitura di punte massime di erogazione giornaliera compatibili con condizioni climatiche che si verificano con probabilità molto bassa (“inverno rigido con possibilità di accadimento 1 su 20”).

La tavola 13 mostra come l’attuale ripartizione del gas stoccato da Stogit preveda una destinazione a fini di sicurezza e salvaguardia delle forniture (strategico e *pseudo working gas*) di circa 9,7 miliardi di metri cubi, pari al 56 per cento della capacità potenzialmente usufruibile, almeno in parte, per modulazione (*working gas*) destinata al mercato⁸⁹. Tale ammontare di spazio destinato ad ospitare gas per lo stoccaggio strategico e *pseudo working gas* (che non sembra avere pari in altre esperienze internazionali) resta immobilizzato al fine di garantire il soddisfacimento di richieste di punta eccezionali⁹⁰. È tuttavia necessario inquadrare le ragioni di questa scelta considerando il costo opportunità di questa considerevole riduzione dello spazio per stoccaggio di modulazione stagionale (attualmente razionato) a fronte di un beneficio sociale la cui valutazione non è affatto scontata. In altre parole pare opportuna un’attenta definizione del grado di rischio sostenibile dalla collettività e del relativo costo di copertura, in termini di risorse potenzialmente destinabili in parte al mercato ma attualmente accantonate a fini di sicurezza⁹¹.

Tavola 13 - Capacità di Stogit nell’anno termico 2003/2004 in G(m³)

<i>Working gas</i>	17,2	Modulazione ciclica	7,5	Gas degli utenti del servizio	7,5
		Stoccaggio strategico	5,1		
		Pseudo working gas	4,6		
<i>Cushion gas</i>	9,4	9,4		Gas di Stogit	
Totale	26,6	26,6			26,6

Fonte: Stogit.

⁸⁹ *Pseudo working gas* è il quantitativo di gas necessario al sito di stoccaggio per garantire una determinata capacità di erogazione in situazione particolarmente eccezionali (deliberazione n. 26/02 dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas). *Working gas* è il quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas producibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari (decreto legislativo n. 164/00). Il *cushion gas*, invece, è gas che deve necessariamente rimanere nel sito di stoccaggio per consentire l’operatività dello stesso.

⁹⁰ Tali cioè da verificarsi in condizioni climatiche non frequenti per la rigidità delle temperature.

⁹¹ Diversi scenari sono ipotizzabili: la collettività si assume il rischio della indisponibilità della punta in caso di accadimento dell’inverno rigido con probabilità 1 su 20; la collettività si assume l’onere di un prezzo maggiore del gas, in grado di sostenere l’immobilizzo di tali risorse espressamente destinate a tale scopo; viene rilasciata la valutazione di rischio concomitante tra inverno freddo con probabilità di accadimento 1 su 20 e interruzione della fornitura.

Tavola 14 - Evoluzione della capacità per il servizio di stoccaggio di modulazione ciclica e minerario offerto da Stogit
Dati in G(m³), G(m³)/g

	spazio	punta totale
21-mar-02	6,3	0,241
17-lug-02	6,5	0,241
27-ago-02	6,9	0,241
13-set-02	7,1	0,241
3-mar-03	7,1	0,241
15-lug-03	7,1	0,254
17-mar-04	7,5	0,275

Fonte: Stogit.

Nell'anno termico 2002-2003 il monte richieste è stato soddisfatto solo per il 72 per cento del totale. Se inoltre si considerano le quattro maggiori imprese in termini di spazio di stoccaggio conferito ⁹², queste ultime hanno ottenuto un ammontare di spazio pari a circa il 97 per cento dello spazio totale disponibile per il servizio di modulazione ciclica (per le prime tre imprese la percentuale è il 90 per cento). Le medesime società hanno visto soddisfare le proprie richieste con una percentuale media del 76 per cento⁹³. Lo spazio assegnato alle rimanenti società è stato pari al 3 del totale disponibile, ma le relative richieste di stoccaggio sono state soddisfatte in media solo al 58 per cento.

Per l'anno termico 2003-2004 le quattro maggiori imprese in termini di spazio di stoccaggio conferito (Eni, Enel, Plurigas ed Edison) hanno ottenuto un ammontare di spazio pari a circa il 94 per cento dello spazio totale disponibile per il servizio di modulazione ciclica (per le prime tre imprese la percentuale si riduce al 84 per cento). Lo spazio assegnato alle rimanenti società è stato pari al 6 per cento del totale disponibile⁹⁴.

La concentrazione tra le quattro maggiori imprese dei conferimenti di spazio per il servizio di stoccaggio di modulazione ciclica è di per sé un indicatore parziale, in quanto risente delle modalità attraverso le quali i conferimenti vengono effettuati, e cioè in base al prelievo dei clienti con consumi inferiori o pari a 200.000 metri cubi/anno, riforniti dall'utente del servizio di stoccaggio. Tuttavia dai dati presentati, completati dalla per-

⁹² Tutti i dati sono calcolati escludendo le richieste e lo spazio conferito a Snam Rete Gas.

⁹³ Tutte le medie delle percentuali di soddisfacimento delle richieste sono ponderate secondo i conferimenti ottenuti.

⁹⁴ La capacità disponibile negli anni termici 2002-2003 e 2003-2004 è mantenuta invariata ai fini del calcolo delle percentuali riportate nel testo, in quanto il confronto è effettuato al termine di ciascun anno termico. Tale criterio è stato prudenzialmente adottato per tenere conto degli incrementi di capacità operati da Stogit durante il primo anno di regolazione. È evidente che l'eccesso di domanda sarebbe ben più rilevante se il calcolo tenesse conto dei volumi disponibili a marzo 2002.

centuale di soddisfacimento delle richieste di stoccaggio, si evince come solo la domanda delle imprese che si aggiudicano la quasi totalità dello spazio conferito ecceda le disponibilità.

Alla luce di queste considerazioni, e per evitare che la perdurante situazione di eccesso di domanda di servizi di modulazione ciclica, nonché la concentrazione dell'assegnazione della capacità di stoccaggio di modulazione ciclica, impedissero l'ingresso di nuovi operatori nelle fasi a valle della filiera del gas, sono state introdotte procedure per facilitare lo scambio di detta capacità in caso di perdita/acquisizione di quote di mercato da parte di uno *shipper*. Le cosiddette procedure di "subentro"⁹⁵ consentono di definire quanta capacità di stoccaggio è necessaria per fornire la modulazione prevista dal decreto legislativo n. 164/00 ai clienti che hanno cambiato fornitore e stabiliscono che tale capacità passi automaticamente al nuovo fornitore.

È stata inoltre introdotta la possibilità di un mercato secondario delle capacità e del gas in stoccaggio, che però ha avuto finora uno sviluppo modesto. A giustificazione di tale esito vi sono diverse cause: raramente gli utenti sono disposti a cedere volontariamente parte della capacità ottenuta⁹⁶; e tali scambi sono spesso in competizione con i citati "servizi speciali".

3.3 Terminale di rigassificazione di GNL

All'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, il servizio di rigassificazione nel solo terminale esistente nel nostro Paese, localizzato a Panigaglia (La Spezia), era svolto in forma integrata con l'attività di trasporto e vendita. A quella data il terminale era utilizzato, in via esclusiva, da Eni, sia per il proprio gas dall'Algeria, che per il gas di Enel dalla Nigeria (si veda il par.1.3).

Come già ricordato più sopra, il decreto legislativo n. 164/00 ha imposto la separazione societaria dell'attività di trasporto da tutte le altre attività del settore ad eccezione dello stoccaggio. Oltre all'attività di trasporto e dispacciamento, SRG ha pertanto ricevuto in conferimento dalla Snam l'attività di rigassificazione. Nel novembre dell'anno 2001

⁹⁵ Il termine subentro indica il cambio dallo *shipper* A (subentrato) allo *shipper* B (subentrante) della fornitura di un determinato cliente.

⁹⁶ Anche nel caso un utente abbia capacità inutilizzata, non può infatti escludersi la possibilità che l'operatore valuti la convenienza a differire nel tempo l'erogazione, considerando lo stoccaggio come una sorta di "assicurazione" per eventuali bisogni/opportunità future.

SRG ha trasferito le attività di rigassificazione ad una società separata, GNL Italia, mantenendone il controllo al 100 per cento.

La deliberazione n. 120/01 dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, ha definito delle condizioni transitorie di accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione, stabilendo in particolare una procedura di conferimento annuale⁹⁷ della capacità su base continua e l’obbligo di offrire la capacità disponibile. È riconosciuta altresì la facoltà alle parti di definire condizioni contrattuali in deroga a quelle previste nella medesima delibera n. 120/01 nel rispetto dell’esigenza di garantire la libertà di accesso a parità di condizioni e la trasparenza del servizio e in conformità al principio dell’annualità dei conferimenti. Tali condizioni in deroga devono essere approvate dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas.

A partire dal 2001, alcuni operatori diversi da Eni hanno fatto richiesta e ottenuto servizi di rigassificazione su base *spot*⁹⁸. Negli anni 2001 e 2002 il volume annuo di GNL rigassificato su base *spot* nel terminale di Panigaglia è stato pari a circa il 10 per cento del volume rigassificato totale (tavola 15). Nel 2002 il numero di scariche di GNL avvenute in base a contratti di lungo periodo è aumentato invece del 18 per cento circa, per volumi complessivi pari a 21,5 milioni di GJ.

Tavola 15 - Approdi per la rigassificazione di GNL e quantità rigassificate

	2001-2002		2002-2003	
	N. Approdi	Quantità Scaricate (GJ)	N. Approdi	Quantità Scaricate (GJ)
Contratti di lungo periodo	101	131.536.454	96	109.478.323
Contratti spot	12	8.996.928	29	21.554.317
TOTALE	113	140.533.382	125	131.032.640

Fonte: elaborazioni AEEG.

⁹⁷ I criteri per la determinazione della tariffa per il servizio di rigassificazione di GNL e le condizioni transitorie di accesso sono state introdotte con la deliberazione n. 120/01 in concomitanza, e in analogia, con le regole per il servizio di trasporto del gas. La tariffa per il servizio di rigassificazione, calcolata a partire da un vincolo dei ricavi determinato sulla base dei dati di bilancio dell’impresa, è costituita da tre corrispettivi: un corrispettivo di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato, un corrispettivo associato agli approdi contrattuali e un corrispettivo variabile per l’energia associata ai volumi rigassificati.

⁹⁸ Fino a questo momento, Eni è inoltre l’unico soggetto ad avere avuto il conferimento di capacità di rigassificazione di tipo continuo. Proprio per quanto riguarda il servizio su base continua, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas ha di recente avviato un’istruttoria formale nei confronti della società GNL Italia a seguito del rifiuto di accesso opposto nei confronti della società Gas Natural Vendita Italia, il cui esito è atteso a breve.

In considerazione del ruolo cruciale svolto dalle nuove infrastrutture di importazione e in particolar modo dai terminali di rigassificazione di GNL, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato una regolazione incentivante ⁹⁹ per i nuovi investimenti riconoscendo, in primo luogo proprio ai terminali di rigassificazione, l'accesso prioritario e l'esenzione tariffaria per l'80 per cento della nuova capacità realizzata (successivamente esteso anche ai gasdotti di importazione).

I terminali di rigassificazione di GNL consentono di attivare nuove fonti di approvvigionamento e l'ingresso di nuovi operatori in un'ottica concorrenziale. Si tratta, in particolar modo, di imprese operanti nel settore dell'energia elettrica in grado di sostenere l'onere degli investimenti nella filiera del gas. Questo tipo di convergenza tra le imprese del settore elettrico e del gas svolge un ruolo positivo (si veda il paragrafo 4). In particolare, come evidenziato più sopra, assicurando la costruzione del terminale sulla base dell'80 per cento delle capacità riservate, consente di destinare il 20 per cento ad un mercato *spot* e a forniture da destinare ad una maggiore liquidità del PSV. Ciò, naturalmente, nell'ipotesi di un mercato GNL sufficientemente sviluppato ed in grado di assicurare la disponibilità di navi anche al di fuori del canale tradizionale del contratto *take or pay*, o come esito delle ottimizzazioni nei progetti esistenti. Un segnale positivo in tal senso potrebbe venire dai diversi progetti di sviluppo di nuovi terminali in Europa (ad esempio Gran Bretagna, Spagna) e più in generale dalla progressiva convergenza tra i tre mercati finora separati del GNL (Unione europea, USA e Asia).

Il rispetto di almeno una delle condizioni (forniture su base *spot* al di fuori dei vincoli di *take or pay* o destinazione delle quantità al PSV al di fuori di una logica di mera segmentazione di mercato) appare necessario per assicurare condizioni favorevoli ad un assetto maggiormente competitivo nel nostro Paese.

⁹⁹ L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, anticipando il dettato della legge n. 273/02 successivamente mutuato, con alcuni distinguo, anche dalla nuova direttiva europea 2003/55/CE (si veda il paragrafo 3.1.1), ha introdotto la priorità di accesso e l'esenzione dalla regolazione tariffaria ai soggetti che sostengono l'onere dell'investimento in nuovi terminali di rigassificazione per l'80 per cento della nuova capacità realizzata e per un periodo di vent'anni. L'Autorità ha inoltre riconosciuto un più alto tasso di remunerazione per i nuovi investimenti e tariffe libere per un anno per le società che avviano l'attività di rigassificazione.

3.4 Distribuzione

3.4.1 EVOLUZIONE DELLA STRUTTURA ORGANIZZATIVA

Alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, il segmento della distribuzione era caratterizzato da una molteplicità di soggetti (oltre 700 imprese) che evidenziavano notevoli differenze dal punto di vista organizzativo e dimensionale. In termini di natura giuridica, alla vigilia del 2000, si registrava la prevalenza di imprese private (42 per cento) e di gestioni in economia (40 per cento), mentre le imprese pubbliche locali ricoprivano un ruolo trascurabile (18 per cento). A fronte della notevole frammentazione del settore, alcuni gruppi rilevanti erano già presenti sul territorio italiano: i principali operatori erano Italgas, presente in tutta Italia, Camuzzi Gazometri presente in Piemonte, Lombardia, Veneto, Abruzzo e Puglia, Enel presente in Piemonte, Lombardia ed Emilia Romagna ed Edison, presente nel Nord-Est, Emilia Romagna e Lazio. Le prime cinque imprese servivano il 50 per cento del mercato¹⁰⁰.

Tali imprese svolgevano congiuntamente l'attività di vendita al dettaglio, sulla base di un modello integrato destinato ad essere rimosso secondo il dettato del decreto legislativo n. 164/00 entro l'1 gennaio 2002 (1 gennaio 2003 per le imprese con meno di 100.000 clienti finali).

Nel corso del periodo 2000-2004, e soprattutto in concomitanza con gli adempimenti richiesti per la separazione societaria, il segmento della distribuzione ha registrato una significativa riduzione del numero di imprese, oggi pari a circa 550 unità. La riduzione è il risultato di accorpamenti e fusioni da parte delle ex-municipalizzate, acquisizioni tra le imprese private e incorporazioni a seguito delle gare indette da parte degli enti locali, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00, per l'affidamento del servizio di distribuzione.

La ricerca di economie di scala per questo segmento sembra aver spinto solo in minima parte verso la concentrazione, lasciando quindi ancora significativi spazi per recuperi di efficienza e maggiore competitività delle imprese, particolarmente per quelle di minori dimensioni. Tale processo di concentrazione è avvenuto sostanzialmente per effetto delle logiche di aggregazione parallelamente in atto nella fase della vendita di gas, anche se, significativamente, non sempre ad una aggregazione delle attività di vendita si è accompagnata l'aggregazione delle attività di distribuzione.

¹⁰⁰ Circa 7,7 milioni di clienti su 15,4.

3.4.2 L'IMPATTO DELLA REGOLAZIONE NELLA DISTRIBUZIONE DI GAS

In considerazione dell'assetto del settore della distribuzione, alla luce della possibilità di comparare la *performance* di molte imprese, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato nel 2000 un regime tariffario sulla base di costi parametrici, in funzione del numero degli utenti, della lunghezza delle reti, del volume distribuito e della popolazione relativa a ciascuna località servita. Tale metodologia era finalizzata ad incentivare l'efficienza produttiva, il riallineamento delle tariffe ai costi e un loro riequilibrio rispetto a quelle precedentemente in vigore, notevolmente differenziate in base alle specificità dei singoli distributori.

La variabilità delle tariffe per metro cubo servito, nel rispetto del principio dell'aderenza ai costi, è rimasta tuttavia particolarmente elevata, se si considera che ad oggi vi sono, sul territorio nazionale, circa 2.150 ambiti tariffari del gas naturale, ciascuno con tariffe articolate fino ad un massimo di 7 scaglioni. Tale variabilità risulta solo in minima parte attenuata dal meccanismo previsto per la compensazione dei costi elevati della distribuzione, gestito dalla Cassa conguglio.

A seguito del ricorso alla giustizia amministrativa da parte di alcune imprese e della conseguente decisione del Tribunale amministrativo regionale della Lombardia, che ha in parte accolto i motivi del ricorso, l'Autorità ha introdotto, per le imprese che dispongono di bilanci certificati, una metodologia alternativa di calcolo del capitale investito, a partire dai dati di bilancio. Tale scelta ha implicato l'abbandono del criterio dell'efficienza produttiva per le imprese maggiori che dispongono di bilanci certificati, determinando una distorsione dal modello originario.

In particolare, il lungo contenzioso ha determinato il perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione di un limitato numero di imprese (significative però in termini di clienti serviti): l'impossibilità di definire il vero costo dell'accesso può pertanto aver rappresentato una potenziale barriera all'ingresso a svantaggio dei nuovi entranti.

Sempre a fini concorrenziali, assume particolare importanza che sia assicurato un livello di ricavi riconosciuti aderenti ai costi efficienti. Ciò in quanto un costo dell'accesso troppo alto potrebbe costituire un disincentivo all'entrata di molti venditori attivi solo nella fase della vendita e dunque un vantaggio a livello del gruppo societario nel quale sono presenti sia la distribuzione che la vendita. Infatti, solo la società di vendita separata dalla distribuzione può accettare margini inferiori, a fronte di margini superiori nella distribuzione. A partire da luglio 2004, la verifica dell'aderenza dei ricavi riconosciuti ai costi, funzionale al riconoscimento dei ricavi per il secondo periodo di regolazione della tariffa di distribuzione, potrà beneficiare della disponibilità di dati in esito

alle disposizioni assunte con la direttiva in materia di separazione contabile (deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 311/01), nonché di un *benchmark* dei costi a livello internazionale. È infatti cresciuto il numero dei paesi che stanno affrontando la valutazione dei costi di questa fase a fini regolatori (ad esempio Francia, Irlanda e Olanda).

Per quanto riguarda i criteri a garanzia del libero accesso al servizio di distribuzione del gas, che ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 sono definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, vigono attualmente regole transitorie e sta per essere completato l'iter per la loro definizione, alla quale farà seguito la predisposizione dei codici di rete da parte delle imprese di distribuzione. Ciò consentirà di facilitare l'entrata di nuovi operatori in questo segmento, attraverso la definizione di regole certe e uniformi, garantendo un ulteriore presupposto per una maggiore concorrenza.

4. Configurazione della fase di vendita del gas naturale*

4.1 Il processo di riconfigurazione dell'offerta di gas

Nel periodo antecedente l'attuazione della direttiva 98/30/CE, e nell'ambito delle società che svolgevano in forma integrata sia l'attività di distribuzione sia l'attività di vendita alla clientela finale, ciascuna di queste imprese era monopolista locale nei circa 5.700 ambiti comunali dotati di una rete di distribuzione di gas naturale, con un numero di utenti allacciati alla reti oscillanti tra un minimo di 200 ed un massimo di un milione. Il risultato di questa struttura estremamente frastagliata è stato un sistema di vendita al dettaglio caratterizzato da una presenza assolutamente maggioritaria di imprese a base comunale. Le gestioni dirette comunali erano poco più di 300, le società private erano circa 300 (di cui assai poche di dimensione nazionale) e le aziende pubbliche e le società per azioni a maggioranza pubblica locale erano circa 150.

Tra la fine del 2000 e il 2003 si è innescato un processo di ricerca di accordi, alleanze, aggregazioni ed acquisizioni che hanno interessato, in particolare, un numero elevato di ex municipalizzate. Si è assistito pertanto ad un intenso processo di concentrazione industriale nella fase a valle della vendita di gas naturale che ha avuto come esito la riduzione progressiva del numero di operatori presenti nel mercato della vendita di gas.

* A seguito del processo di liberalizzazione

In un settore caratterizzato da una forte concentrazione nei segmenti a monte e da una contemporanea molteplicità di gestioni nelle attività a valle, l'elemento comune, presente in tutte le diverse forme di aggregazione, sembra essere la ricerca di una massa critica più elevata nel proprio mercato di sbocco e il corrispondente rafforzamento del potere contrattuale nel mercato dell'approvvigionamento.

I principali *drivers* di tale processo di ristrutturazione dell'offerta di gas attraverso crescita esterna sono individuabili nelle stesse normative di liberalizzazione, ed in particolare in quelle relative alla totale apertura della domanda entro l'1 gennaio 2003 ed alla separazione societaria delle fasi di distribuzione e di vendita (articoli 21 e 22 del decreto legislativo n. 164/00).

Nel solo 2003, il settore del gas ha visto la nascita di 44 nuovi accordi, di cui 30 con il coinvolgimento di almeno una impresa locale di pubblici servizi¹⁰¹. Alla fine del 2003 il numero degli accordi attivi nel settore del gas era pari a 110. Nell'indagine si è proceduto ad esaminare tale processo di "crescita esterna" anche utilizzando i dati contenuti nella banca dati dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sulle operazioni di concentrazione (o di costituzione di *joint ventures*) comunicate ai sensi dell'articolo 16 della legge n. 287/90 nel periodo 2000-2003¹⁰².

I fenomeni di aggregazione nel comparto dei servizi pubblici locali possono essere distinti in tre tipologie principali di accordo:

- ◆ aggregazioni dominate dalle *utilities* locali,
- ◆ aggregazioni dominate dalle *utilities* nazionali,
- ◆ aggregazioni dominate dalle *utilities* internazionali.

Con riferimento al primo tipo di accordi, relativi all'aggregazione tra *utilities* locali finalizzata alla costituzione di una *multi-utility* su scala (pluri) regionale, il caso più importante è rappresentato dalla nascita del gruppo Hera, frutto dall'aggregazione di 12 aziende di servizi pubblici locali operanti nelle province di Bologna, Forlì-Cesena, Rimini e Ravenna (è prevista entro il 2004 l'integrazione nel gruppo dell'Agea di Ferrara).

¹⁰¹ Si veda il Rapporto 2004 "Alleanze e strategie delle utilities: dalla dimensione locale a quella europea" a cura di Agici Finanza d'impresa.

¹⁰² Le operazioni contenute nella banca dati sono solamente quelle di una certa dimensione, che hanno dunque superato la soglia di fatturato prevista dalla legge n. 287/90 (aggiornate annualmente per tener conto dell'inflazione). L'analisi, inoltre, non prende in considerazione i fenomeni di crescita interna, e cioè, da un lato, gli eventuali nuovi ingressi o gli incrementi di vendite nel settore "all'ingrosso" (vendite di gas a società di vendita, distributori ed utilizzatori finali industriali e termoelettriche da parte di società attive nell'approvvigionamento) e, dall'altro, gli aumenti di vendite "al dettaglio" di operatori già presenti. Un ulteriore fenomeno che non è misurabile dai dati citati è quello relativo alla costituzione di imprese comuni di tipo cooperativo (dunque non aventi natura di concentrazione ai fini della legge n. 287/90) il cui oggetto sociale sia la vendita di gas naturale da parte di pool di distributori consorziati. Infine, in qualche caso sono state analizzate anche operazioni di dimensione comunitaria che sono state valutate, ai fini di verifica della loro compatibilità con le norme di concorrenza, dalla Commissione europea.

Il modello organizzativo adottato in questo caso è quello della *holding* finanziaria: la capogruppo, partecipata dagli enti locali, detiene a sua volta partecipazioni nelle 5 società operative che mantengono una forte autonomia nel proprio bacino territoriale. Le funzioni di ordine strategico e le attività da cui è possibile ricavare economie di scala vengono svolte dalla capogruppo.

Nell'attività di distribuzione e vendita del gas ai clienti finali Hera ha venduto circa 1,6 miliardi di metri cubi di gas nell'anno 2002 (dati di bilancio). I clienti sono circa 700.000. Nonostante uno degli obiettivi della capogruppo sia proprio la diversificazione delle fonti di approvvigionamento della materia prima, in base ai contratti stipulati per il periodo ottobre 2002-settembre 2003, l'85 per cento dei fabbisogni delle società confluite nel gruppo è stato coperto da Eni e, per la quota rimanente, da E-Noi e Plurigas. Nel settembre del 2003 Hera ha siglato un accordo con la società tedesca VNG che fornirà una quantità di gas pari a circa 175 milioni di metri cubi, corrispondenti indicativamente al 12 per cento dei fabbisogni annui.

Altre iniziative, messe in campo da società a partecipazione pubblica locale, principalmente finalizzate all'indipendenza nell'approvvigionamento, sono la costituzione delle società Plurigas da parte di AEM Milano, ASM Brescia e AMGA Genova e Blugas da parte di TEA Mantova, ASM Cremona, ASM Pavia e ASTEM Lodi. Sono in discussione, infine, una serie di aggregazioni di grande rilievo tra imprese municipalizzate, che interesseranno sia i mercati del gas sia quelli dell'energia elettrica: ad esempio quella tra AEM Torino e AMGA Genova, o quella più volte annunciata tra la ex municipalizzata di Modena, Meta, e AGAC Reggio Emilia, AMPS Parma e TESA Piacenza per la creazione di un polo nell'Emilia occidentale.

Con riferimento alla seconda categoria di operazioni, quelle poste in atto dai grandi operatori nazionali, è possibile distinguere tra quelle attuate da Eni, da Enel e Edison.

Le principali operazioni di concentrazione che hanno riguardato il gruppo Eni nel settore del gas nel periodo 2000-2003 si riferiscono ad operazioni di riassetto interno¹⁰³. Italgas, con l'eccezione dell'acquisizione di un paio di piccoli distributori locali avvenute tra il 1999 ed il 2000 e della costituzione di due imprese comuni, con le municipalizzate del comune di Napoli ARIN e del comune di Pisa AGES, ha acquistato il controllo esclusivo dei rami d'azienda relativi alla vendita di gas della Fiorentina GAS, e delle società Metano Borgomanero, Metano Sant'Angelo Lodigiano e Metano Casalpusterlengo ("Metanine"), di cui già deteneva il controllo congiunto.

¹⁰³ Il motivo per cui Eni non ha fatto registrare operazioni di crescita esterna di rilievo nel periodo 1999-2003 è da rinvenire nel vincolo alla crescita, sia esterna sia interna, rappresentato dai tetti antitrust sul gas venduto ai clienti finali introdotti dall'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00.

La più importante operazione di riassetto interno operato da Eni è stata l'offerta pubblica di acquisto (OPA) delle residue azioni di Italgas non ancora detenute, avvenuta nei primi mesi del 2003. L'OPA Italgas pare rispondere all'esigenza di focalizzare ancora di più l'attività nella fase commerciale e rientra nel più vasto disegno di abbandono dello schema *holding* capogruppo e società operative (chiaramente individuato dal processo di progressiva integrazione in seno ad Eni di Agip, Snam ed Agip Petroli), nella direzione della creazione di un gruppo "*oil and gas*" integrato.

La modifica strutturale dell'offerta di gas di maggiore rilievo avvenuta nel periodo 2000-2003 è senza dubbio rappresentata dall'ingresso di Enel nelle fasi della distribuzione e della vendita di gas. La particolarità nella strategia di Enel è stata quella di aver scelto un ingresso di tipo "industriale" nel settore della vendita di gas, cioè tramite l'acquisto sia delle reti di distribuzione secondaria sia dei contratti di vendita (quando la normativa di liberalizzazione, in particolare quella relativa alla separazione societaria tra distribuzione e vendita, avrebbe consentito anche ingressi "leggeri" solamente tramite l'acquisizione dei contratti di vendita). Se, da una parte, tale modalità di ingresso può consentire un rafforzamento competitivo ed elevate economie di scala, dall'altra essa richiede un notevole sforzo di integrazione sia delle attività di rete sia delle attività di vendita.

Enel, nel periodo 2000-2003, ha messo a segno una quarantina di acquisizioni aventi per oggetto le attività di distribuzione e vendita del gas. Le prime sono poi confluite nella società Enel Distribuzione Gas, mentre per le seconde è stata costituita la società Enel Gas. L'operazione più rilevante è stata conclusa nel maggio 2002 con l'acquisizione di Camuzzi Gazometri che ha consentito al gruppo di raggiungere una quota nelle vendite pari all'11 per cento del mercato e di aumentare il numero di clienti a circa 1.850.000. Con riferimento alla copertura territoriale l'area di influenza di Enel si estende a tutto il Nord e alle regioni centrali.

Edison, il terzo operatore nazionale dopo Eni e Enel, ha avviato a partire dal 1999 una serie di accordi con le imprese locali di servizi pubblici nelle regioni Friuli Venezia Giulia, Toscana, Marche e Emilia Romagna. Nell'estate del 2000 è nata Estgas, società partecipata da Edison (22 per cento) e dalle tre aziende di servizi pubblici a rete di Udine, Trieste e Gorizia, rispettivamente Amga (34 per cento), Acegas (34 per cento) e Iris (ex AMG 10 per cento). Estgas serve sia clienti locali sia grandi clienti industriali allacciati alla rete di trasporto: i volumi venduti nel 2002 sono stati maggiori di 500 milioni di metri cubi.

In Toscana, Edison è presente con una partecipazione del 33 per cento nella società Eta3, costituita ad Arezzo nell'autunno 2001 con il contributo di due aziende del territorio: Coingas (57 per cento) e Gestioni Valdichiana (10 per cento). Nel 2003 la società ha venduto circa 350 milioni di metri cubi di gas sul mercato finale.

Nel 2001 è nata anche la società Prometeo per iniziativa di Edison e di 6 *multi-utilities* marchigiane operanti nella gestione dei servizi a rete locali (acqua, elettricità e gas): Gorgovivo Multiservizi di Ancona, Aset di Fano, ASSM di Tolentino, ASSEM di San Severino, ASP di Polverigi e Castelfidardo Servizi di Castelfidardo. I soci locali fondatori attualmente continuano a gestire l'attività di distribuzione del gas naturale. La società, che nel 2003 ha venduto circa 230 milioni di metri cubi di gas, opera prevalentemente nel mercato residenziale e conta circa 132.000 clienti.

Dall'1 gennaio 2002 è operativa la società Blumet, costituita dalle ex municipalizzate SAT Sassuolo (19.2 per cento) e AGAC Reggio Emilia (63.8 per cento) insieme a Edison (18 per cento)¹⁰⁴. Nel 2003 Blumet ha venduto più di un miliardo di metri cubi sia ai clienti residenziali sia ai clienti industriali *gas intensive*.

Infine, Edison è direttamente presente nell'attività di vendita al mercato finale (residenziale, piccole imprese e cosiddette ex-utenze in deroga) attraverso la società Edison Per Voi, nata dalla separazione del ramo commerciale di Edison D.G. e delle altre tre società di distribuzione del gas del gruppo Edison. Nel 2003 ha venduto circa 300 milioni di metri cubi di gas.

Con questi accordi, realizzati nella forma della società comune operativa, Edison, forte delle proprie competenze in tutte le fasi a monte dell'attività di distribuzione, garantisce la fornitura della materia prima e nello stesso tempo rafforza la propria presenza nel mercato finale. Essa sembra tuttavia più orientata a servire i grandi clienti industriali, a cui è comunque destinata un'ampia quota del gas venduto, piuttosto che a presidiare e rafforzare il bacino di utenza residenziale.

Infine, per la terza categoria di aggregazioni, quella dominata da operatori internazionali, le principali operazioni riguardano l'acquisizione del 40 per cento del capitale di Italcogim da parte de Gaz de France e l'entrata del gruppo tedesco E.ON (Ruhrgas) tramite la consociata Thüga.

Gaz de France, che aveva fatto il suo ingresso nella fase di approvvigionamento acquistando 2 miliardi di metri cubi l'anno di gas libico da Eni a partire dal 2005, nel giugno 2003 è entrata direttamente nel mercato italiano della distribuzione e vendita del gas acquistando il 49 per cento di Italcogim (terzo operatore privato nella vendita a clienti domestici), ponendo così le basi per un'ulteriore espansione all'estero in vista della prevedibile contrazione della propria quota, nel medio periodo, sul mercato francese.

Il gruppo tedesco E.ON, che controlla il 100 per cento di Ruhrgas, ha creato la società Thüga Italia Srl, che ha acquisito più di 35 società di distribuzione e circa 10 società di

¹⁰⁴ All'accordo iniziale aveva partecipato anche la società Meta di Modena.

vendita di gas. A parità di perimetro di consolidamento la società avrebbe venduto nel 2003 circa 1.200 milioni di metri cubi di gas, raggiungendo una quota di mercato pari al 3.9 per cento delle vendite nel segmento delle vendite collegate alla distribuzione secondaria di gas in quarta posizione dopo Italgas Più, Enel Gas e Hera Comm. Il gruppo è presente in quasi tutto il territorio nazionale anche se l'attività principale si svolge nel Nord Italia: Lago Maggiore, Milano, Bergamo e Mantova, Padova e Venezia, l'Alto Adige, il Friuli e la parte orientale dell'Emilia Romagna. La società è presente anche a sud-est di Roma e ad est di Napoli, nel Molise e in Sicilia. Nella strategia dell'operatore tedesco il mercato finale italiano del gas rappresenterebbe un *target* interessante ma non prioritario dal momento che il gruppo è fortemente orientato a consolidare la propria presenza nell'Europa centrale, in Gran Bretagna e in Scandinavia mentre l'attesa espansione negli USA sembra per il momento rinviata. Al momento, inoltre, Thüga non dispone di propri quantitativi di gas da vendere, ma è dipendente da Eni per gli approvvigionamenti.

Nonostante questo intenso processo di concentrazione dell'offerta di gas in atto, una serie di osservazioni critiche possono essere mosse all'attuale configurazione dell'offerta di gas in Italia:

- ◆ si tratta, in larga parte, di una attività di acquisizione di “quote di mercato” tramite operazioni di crescita esterna e non tramite la sottrazione di clientela agli operatori in determinate aree a seguito di iniziative concorrenziali; i processi di aggregazione sembrano più orientati alla creazione di monopoli locali ancorché su scala provinciale o regionale ed essi appaiono ancora più come l'esito dell'obbligo di separazione societaria, piuttosto che lo sviluppo in senso concorrenziale dell'attività di vendita ai clienti finali;
- ◆ vi è ancora sul territorio nazionale un numero eccessivo di imprese autorizzate alla vendita di gas naturale superiore a 400 unità (le autorizzazioni definitive sono circa 360 mentre quelle transitorie circa 50);
- ◆ occorre ricordare che questi processi di concentrazione hanno interessato prevalentemente le regioni settentrionali e centrali del nostro Paese, mentre al Sud il mercato è ancora in larga misura caratterizzato da aziende di dimensioni medio-piccole che presidiano un ambito territoriale limitato. Accanto a queste sopravvivono operatori tradizionali marginali, spesso emanazione dell'ente locale, dotati di scarse risorse e quindi presumibilmente destinati ad essere acquisiti da operatori più grandi nel medio periodo;
- ◆ il processo di aggregazione in atto è anche dovuto all'incremento dei margini che si è verificato, anche per effetto della riduzione del costo di utilizzo delle infrastrutture del sistema;
- ◆ le aggregazioni guidate da *utilities* locali, che hanno portato alla nascita di strutture societarie innovative o di consorzi di approvvigionamento, risultano ancora fortemente dipendenti dall'operatore dominante per l'acquisto della materia prima.

Dato questo quadro critico, appare senz'altro auspicabile che continui il processo di concentrazione tra gli operatori attivi nella fase di vendita di gas. Vi sono evidenze dell'esistenza di margini per una ulteriore riorganizzazione del settore in grado di assicurare recuperi di efficienza nella fase della vendita e di beneficiare di possibili economie di scala e di varietà, dalle quali potrebbero derivare impatti positivi sui prezzi finali. Ciò a patto che vi siano possibilità effettive di ampliamento della quota di mercato e disponibilità di materia prima in grado di superare una mera logica di segmentazione del mercato.

Tale processo, tuttavia, dovrebbe avvenire intorno ad alcuni poli aggregatori rappresentati da soggetti dotati di proprio gas (e dunque in grado di esercitare autonome politiche di vendita). Un esito auspicabile di tale processo aggregatore dovrebbe essere quello di rafforzare quei soggetti industriali in grado di rappresentare una valida alternativa all'operatore dominante Eni. La possibilità di rifornirsi da operatori alternativi rispetto all'*incumbent* sembra passare necessariamente attraverso lo sviluppo di accordi con i concorrenti storici di Eni (Enel ed Edison) oppure con i grandi *players* internazionali. In tal senso, l'ingresso a medio termine (2007-2008) nella fase dell'approvvigionamento di operatori stranieri di grandi dimensioni: Exxon Mobil e Qatar Petroleum (GNL rigassificato presso il terminale di Rovigo) e British Gas (GNL rigassificato presso il terminale di Brindisi) è un elemento che favorisce gli sviluppi auspicati. Nel breve periodo (2005) appare auspicabile, in questa prospettiva, procedere a forme di cessioni di gas da parte dell'operatore dominante a condizioni regolamentate per aumentare la disponibilità di gas indipendente.

Al contrario un esito assai sfavorevole, identificabile nella creazione di poli aggregatori dipendenti nell'approvvigionamento di gas dall'operatore dominante, sarebbe quello di facilitare, ulteriormente rispetto alla situazione attuale, fenomeni di entrata senza concorrenza (o di collusione esplicita) e di ripartizione del mercato della vendita finale.

4.2 L'entrata di operatori elettrici e i nuovi processi di integrazione orizzontale (elettricità-gas)

L'entrata di Enel nel settore del gas può essere inquadrata all'interno di un più ampio processo di convergenza tra i settori dell'energia elettrica e del gas; processo che ha il suo

“duale” nel recente massiccio ingresso di Eni, tramite la consociata Eni Power, nel settore dell’energia elettrica¹⁰⁵.

Tale processo di convergenza gas-elettricità, sebbene possa rispondere ad una pluralità di finalità, alcune irrilevanti ai fini concorrenziali, parrebbe poter svolgere un ruolo positivo di stimolo concorrenziale sul mercato del gas. Il processo può avere esito positivo in senso concorrenziale, tuttavia, solo quando la convergenza è l’effetto della ricerca di maggiore efficienza sulla spinta di pressioni competitive presenti nei mercati (ad esempio nella direzione dell’offerta *dual fuel* energia elettrica e gas), e non di comportamenti opportunistici delle imprese. La convergenza può infatti mascherare mere operazioni di concentrazione di tipo finanziario, attraverso l’integrazione orizzontale; così come l’internazionalizzazione può essere spinta dalla ricerca di mercati protetti o non sufficientemente regolati.

Stando alle esperienze più avanzate (ad esempio USA), la convergenza tra i due settori del gas e dell’energia elettrica, spinta dalla ricerca dell’efficienza da parte delle imprese, si è effettivamente tradotta in riduzioni dei prezzi a valle. In tale scenario virtuoso, la convergenza gas ed elettricità rappresenta l’esito:

- ◆ del processo di liberalizzazione stesso;
- ◆ dello sviluppo dei mercati all’ingrosso;
- ◆ dello sviluppo di fattori tecnologici, quali gli impianti di generazione a ciclo combinato, che garantiscono migliori rendimenti e dipendono esclusivamente dal gas come *input* produttivo;
- ◆ di strategie volte a sfruttare economie di scala e di scopo.

Viceversa, la stessa esperienza americana mostra che, laddove la liberalizzazione procede con tempi diversi nei settori del gas e dell’energia elettrica, l’integrazione orizzontale gas-elettricità spesso rappresenta un modo per le imprese di garantirsi il mantenimento dei margini nel settore meno liberalizzato, a fronte della loro contrazione in quello più liberalizzato.

¹⁰⁵ La società Eni Power rappresenta il principale nuovo entrante nel settore della generazione elettrica in Italia. Il gruppo ENI, forte anche della normativa in materia di gas naturale (decreto legislativo n. 164/00) che esclude dal computo dei tetti antitrust sulle immissioni di gas sino al 2010 il gas auto-consumato, ha programmato un piano di sviluppo dell’attività di cogenerazione di energia e calore che prevede la realizzazione di 5 nuove centrali di cogenerazione a ciclo combinato alimentate a gas naturale (Brindisi, Mantova, Ravenna, Ferrara Erbognone, Ferrara) - tutte già autorizzate dal Ministero delle attività produttive - per complessivi 5.710 megawatt di potenza. Attualmente sono in costruzione 4 centrali sulle 5 previste. A novembre 2003 è entrato in produzione il primo gruppo da 390 megawatt della centrale di Ferrara Erbognone; entro l’estate 2004 altri 4 gruppi per un totale di circa 1.400 megawatt entreranno in funzione.

La convergenza tra gas ed elettricità va vista positivamente anche laddove risponde alle esigenze di nuovi investimenti per il settore (cicli combinati che hanno bisogno di stabili e certe forniture di gas, ma anche terminali di GNL che per essere realizzati devono avere la certezza di mercati di sbocco). È quanto sembra stia accadendo nel nostro Paese, con i nuovi progetti di costruzione di terminali di GNL che vedono coinvolte le due principali imprese elettriche (Enel a Brindisi e Edison a Rovigo).

Tali nuove iniziative nell'approvvigionamento di GNL appaiono prevalentemente finalizzate all'obiettivo dei due principali operatori elettrici Enel e Edison di rendersi meno (o non più) dipendenti da Eni nell'acquisto di gas da utilizzare nelle proprie centrali di generazione. In tal senso, trattandosi di iniziative largamente orientate all'autoconsumo del gas che verrà rigassificato, l'effettivo impatto sul mercato della vendita sarà garantito da quella parte di gas che Enel e Edison (e gli eventuali terzi utilizzatori dei terminali) non utilizzeranno come combustibile a fini di generazione elettrica, ma che verrà offerto sul mercato per la conquista di nuovi clienti.

La percentuale di gas liquefatto presso i due nuovi terminali di Rovigo e Brindisi non utilizzata esclusivamente a fini di autoconsumo, dunque, è la variabile chiave per verificare la sussistenza di processi strategici che portino, come effetto indesiderato del processo di liberalizzazione, alla sostituzione di soggetti dominanti integrati verticalmente, sia nel mercato dell'energia elettrica sia in quello del gas, con soggetti integrati orizzontalmente nei due mercati che non esercitano alcuna attività di concorrenza reciproca su di essi.

Questi processi di integrazione orizzontale, a potenziale sfondo collusivo, assumono rilevanza anche in un'ottica europea. Esempio più tipico sono le possibili alleanze, di cui si discute in questi mesi, tra i principali operatori nel settore elettrico in Italia (Enel) e in Francia (EdF) che riguardano la possibilità che quest'ultimo soggetto eserciti a pieno titolo i propri diritti di voto relativo alla partecipazione nel capitale sociale del secondo operatore nazionale nei mercati dell'energia elettrica e del gas (Edison).

Alla luce di queste considerazioni appare necessario assicurare un ritmo più veloce al processo di liberalizzazione in tutti i paesi membri (stare a metà del guado è il momento più critico per certi aspetti). D'altro canto, però, in questo stadio della liberalizzazione vi è la necessità di coordinare gli sforzi in un'ottica europea di collaborazione tra autorità antitrust e regolatori europei dell'energia. Tale coordinamento dovrebbe essere finalizzato a:

- ◆ prevenire comportamenti strategici delle imprese evitando che il mercato unico diventi l'arena per nuove concentrazioni e collusioni;
- ◆ instaurare uno stretto coordinamento non solo tra regolazione *ex ante* ma anche con quella *ex post*.

4.3 Prezzi e politiche commerciali

L'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 nel maggio del 2000, ed in particolare la previsione, sin da subito, dell'idoneità per i livelli di consumo superiori a 200.000 metri cubi, e dall'1 gennaio 2003, per tutta la domanda, ha progressivamente reso obsoleti gli accordi quadro di categoria sottoscritti da Eni con le principali associazioni di categoria dei clienti primari (Confindustria e Confapi per l'industria, Unapace per le aziende termoelettriche, Federgasacqua, Anigas e Assogas per i distributori/venditori)¹⁰⁶.

Finalità di tali accordi era di:

- ◆ limitare quanto più possibile il potere di mercato di Eni nella definizione dei prezzi e delle condizioni contrattuali;
- ◆ introdurre, in particolare nel settore delle vendite alle aziende di distribuzione, una logica perequativa per garantire uno stesso livello di prezzo a parità di tipologia di utenza, anche in casi di intensità di consumi difforni (“svantagliamento”)¹⁰⁷;
- ◆ introdurre, in particolare per i clienti industriali, una componente degressiva in base alla quale i livelli di prezzo decrescevano al crescere dei livelli di consumo.

Queste esigenze, che per essere soddisfatte esigevano necessariamente qualche forma di sussidio incrociato (tra clienti civili di aree ad alto consumo e clienti civili in aree a basso consumo nel caso dello svantagliamento, e tra industrie grandi consumatrici di gas ed industrie a bassi consumi nel caso della degressività dei prezzi), mal si coniugavano nel nuovo contesto competitivo offerto dal processo di apertura della domanda finale, nel quale agli operatori era data la possibilità di acquisire nuovi (o mantenere vecchi) clienti sulla base della propria capacità di formulare offerte personalizzate e vantaggiose in termini sia di prezzo sia di condizioni generali di fornitura.

Come conseguenza, le condizioni di fornitura di gas praticate sulla base di tali accordi quadro – che nel periodo pre-liberalizzazione erano applicate non solo da Eni ma anche

¹⁰⁶ Per una descrizione dettagliata di questi accordi si rimanda all'indagine conoscitiva dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sul settore del gas del novembre 1997 (procedimento IC12).

¹⁰⁷ La particolarità delle condizioni di acquisto del gas da parte dei distributori era che il prezzo del gas variava in senso inverso rispetto al grado di sviluppo del servizio di distribuzione, in maniera tale da garantire un effetto di perequazione sul prezzo pagato dai distributori (e dunque anche dai consumatori civili) tra aree ad alto consumo medio per cliente ed aree a minor intensità di consumo.

dai pochi altri venditori all'ingrosso di gas (ad esempio Edison) – sono andate rapidamente esaurendosi. Effetto di questo processo di progressivo mutamento delle condizioni di fornitura è stato l'abbandono dei due elementi principali contenuti negli accordi quadro:

- ◆ lo sventagliamento per le forniture ai distributori civili;
- ◆ la degressività dei prezzi rispetto ai livelli di consumo e l'uniformità territoriale per le forniture industriali e termoelettriche.

Nel nuovo contesto, i prezzi all'ingrosso del gas praticati a clienti industriali, termoelettrici ed aziende di distribuzione sono definiti in base ad un criterio di tipo “*cost plus*”: specifico costo di fornitura per servire la singola utenza (*stand alone cost*) più un certo margine di profitto. I costi di fornitura di una singola utenza sono definiti da una serie di componenti legate alla struttura della filiera del settore¹⁰⁸.

L'operatore *incumbent* Eni nell'applicazione di questa modalità di definizione del prezzo all'ingrosso, sembrerebbe applicare un costo identico per il gas (inclusivo del margine di commercializzazione all'ingrosso) indipendentemente dai volumi e dalle caratteristiche qualitative della fornitura del cliente. Si tratta di elementi (quali, tra gli altri, le modalità di ripartizione di: rischio cambio, rischio volume, rischio climatico, solvibilità del cliente e concentrazione geografica) spesso, anche se non necessariamente, correlabili ai volumi che, in teoria, potrebbero giustificare, anche per l'impresa in posizione dominante, l'applicazione di diverse condizioni di prezzo a fronte di costi diversi di fornitura, con differenze tanto più spiccate tanto maggiore è la dinamica concorrenziale prevalente sul mercato.

Come conseguenza dell'abbandono dei precedenti accordi quadro di categoria, unitamente alla definizione, da parte dei fornitori di gas, di prezzi calcolati sugli effettivi costi di fornitura del gas naturale ad ogni singolo cliente, si è verificato in taluni casi un incremento nei prezzi del gas rispetto al passato regime. Si tratta in particolare di casi di società di vendita situate in aree a basso consumo medio per cliente (segnatamente nel Sud Italia e nelle isole) che non hanno più goduto del benefico effetto dello sventagliamento oppure di clienti industriali caratterizzati da elevati consumi (*gas intensive*), penalizzati in termini di localizzazione geografica e profilo di modulazione dei consumi, che non hanno più potuto beneficiare della degressività dei prezzi del gas presente nei vecchi accordi tra Eni e Confindustria.

¹⁰⁸ Materia prima (acquisto gas fob); trasporto estero (via tubo e/o nave); trasporto in Italia; stoccaggio; distribuzione; costi commerciali.

Due elementi qualitativi, tuttavia, specifici per ogni singolo cliente identificano il *stand alone cost*:

- ◆ la localizzazione geografica del/i sito/i di consumo;
- ◆ la curva di prelievo di gas del cliente.

Il primo elemento incide in termini di costi di trasporto e distribuzione per singolo cliente; il secondo elemento individua i costi logistici connessi alla fornitura (nel caso di una curva piatta i costi logistici sono molto bassi, viceversa nel caso di profilo di consumo molto modulato). Le componenti di costo connesse al trasporto, allo stoccaggio ed alla distribuzione di gas sono, nell'assetto di mercato italiano, regolamentate; la capacità concorrenziale di un operatore (e dunque anche il suo margine sul gas venduto) è largamente definita, al netto di operazioni di ottimizzazione che ogni operatore può attuare anche nelle fasi regolate, dalla propria media ponderata dei costi di approvvigionamento del gas naturale, o, nella terminologia anglossassone WACOG (*weighted average cost of gas*), pari, nel caso del gas importato, alla somma dei costi di materia prima e di trasporto internazionale. È, dunque, il WACOG di un operatore l'elemento che, inserito in una offerta, è in grado di renderla appetibile al cliente o meno.

Alla luce di quanto precede, tenuto conto degli elementi di valutazione emersi nel corso dell'indagine in relazione ai costi di approvvigionamento *cif* del gas importato, Eni gode di un innegabile vantaggio rispetto ai suoi concorrenti con riferimento alla possibilità di definire prezzi all'ingrosso più bassi dei suoi concorrenti.

Al di là della modalità di definizione, i prezzi del gas naturale italiano, anche successivamente all'avvio del processo di liberalizzazione, appaiono comunque superiori a quelli prevalenti nei principali paesi europei.

Dati di fonte Eurostat indicano che, nel periodo gennaio 1997-luglio 2003, i prezzi netti italiani del gas naturale ad uso industriale – per tutte e quattro le categorie di consumatori industriali (da 418,6 gigajoule/anno a 418,6 terajoule/anno) – sono stati quasi sempre tra i più alti dei prezzi dei sette principali paesi europei per il mercato del gas naturale (Francia, Belgio, Germania, Paesi Bassi, Svezia, Finlandia, Gran Bretagna). Con riferimento ai prezzi del gas alle utenze domestiche, sempre al netto delle imposte e per il periodo gennaio 1997-luglio 2003, i dati Eurostat indicano che i prezzi italiani si collocano tra i più bassi per le prime due categorie di clienti (piccole clienti domestici), mentre sono tra i primi tre più elevati per le altre due categorie in cui è suddivisa la clientela domestica.

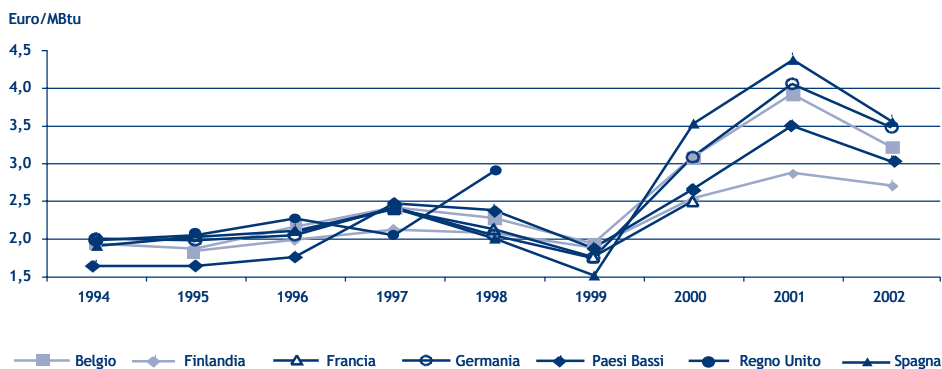
La società consortile Gas Intensive, che si è costituita in seno a Confindustria per centralizzare gli acquisti di gas naturale di una serie di industrie appartenenti a settori grandi consumatori di gas (siderurgia, ceramica, piastrelle, fonderie, carta), ha recentemente

indicato in circa il 20 per cento il differenziale nel costo del gas naturale per i settori ad alta intensità d'uso di gas naturale in Italia rispetto ai principali paesi europei (unica eccezione sarebbe la Germania che presenta costi superiori a quelli italiani).¹⁰⁹

Per risalire alle cause di questa differenziazione tra i prezzi finali dal gas naturale, ed in particolare per spiegare l'elevatezza dei prezzi del gas italiani rispetto a quelli europei, un primo esercizio è di verificare l'esistenza di eventuali differenze nei costi della materia prima alla frontiera.

La figura 8 riporta i costi *cif* del gas importato via gasdotto relativi a sette paesi europei per il periodo 1994-2002 (Belgio, Paesi Bassi, Francia, Germania, Spagna, Gran Bretagna, Finlandia). I valori per il 2001 sono oscillanti tra un massimo di 4,4 euro/milione di British thermal unit (Spagna) e poco meno di 3 euro al milione di British thermal unit (Finlandia). Paesi come la Germania hanno avuto nel 2001 un costo *cif* di importazione via tubo pari a 4 euro al milione di British thermal unit. Se si riportano questi dati in eurocent/metro cubo, si ottengono valori compresi tra 15,8 eurocent/metro cubo (Spagna) e 10,8 eurocent/metro cubo (Finlandia). La Germania si colloca su valori pari a 14,4 eurocent/metro cubo. In Italia, sulla base dei dati forniti nel corso dell'indagine, il costo medio ponderato *Cif* di tutto il gas importato sul territorio nazionale nel 2002 era pari a circa 12,8 eurocent/metro cubo.

Figura 8. Prezzi CIF di importazione via gasdotto in Europa



Fonte: IEA (2003).

¹⁰⁹ Si veda il comunicato stampa del seminario "I costi del gas e la competitività dell'industria italiana gas intensive" tenuto a Roma il 10 marzo 2004. La società consorziale Gas Intensive ha dichiarato che la concorrenza in termini di prezzo espressa dai concorrenti di ENI è stata assai ridotta nei primi anni di liberalizzazione. Le offerte di prezzo ricevute dagli aderenti sino ad ora non sono state sufficienti a determinare un cambio di fornitore. Confapi, associazione delle piccole e medie imprese, ha fornito alcuni dati relativi ad una impresa sua associata che nel 2003 ha deciso di verificare la possibilità di scegliersi il miglior fornitore. L'impresa ha ricevuto quattro offerte. La deviazione standard tra queste offerte è stata minima e pari a 0,5 e, dato più interessante, quella che si è discostata più dalle altre dall'offerta più cara lo ha fatto per meno del 5 per cento. Inoltre, l'offerta più vantaggiosa risultava essere quella di ENI.

Si tratta di un valore, che, fatti salvi abbassamenti anomali (che non risultano) del prezzo del gas tra il 2001 ed il 2002 dovuti ad una riduzione delle quotazioni delle materie prime petrolifere a livello internazionale, consente di concludere che il costo *Cif* di approvvigionamento del gas italiano appare in linea con (se non inferiore a) quello riscontrato nei principali paesi europei.

Con riferimento alle altre fasi della filiera del gas, la forte diversificazione degli assetti istituzionali e nei modelli di regolazione scelti nei vari paesi europei impedisce di effettuare qualsiasi confronto tra i costi di trasporto, stoccaggio e distribuzione. Si può considerare che la rete italiana ha una estensione superiore alla media dei paesi europei, e ciò può contribuire a spiegare parte del differenziale tra i prezzi del gas tra paesi europei. Naturalmente, una ulteriore spiegazione può essere attribuita anche a fenomeni di concorrenza *interfuel* più forti in certe aree rispetto ad altre (ad esempio a causa del maggior utilizzo di combustibili nucleari e di carbone nella generazione elettrica). In questo caso, l'esistenza di livelli di prezzo finale del gas in Italia tra i più elevati tra quelli registrati nei principali paesi europei sembra possa essere, almeno in parte, spiegato dal potere di mercato esercitabile dall'operatore dominante sul mercato della vendita.

Di seguito si forniscono alcune elaborazioni sui prezzi all'ingrosso praticati dai principali soggetti che hanno approvvigionato gas in Italia nell'ultimo triennio (2000 - I trimestre 2003): Eni, Enel, Edison, Plurigas, Dalmine Energie, Energia, nei confronti delle tre tipologie di clienti che in passato negoziavano le condizioni di acquisto del gas (clienti industriali, termoelettrici, società di vendita dei distributori)¹¹⁰.

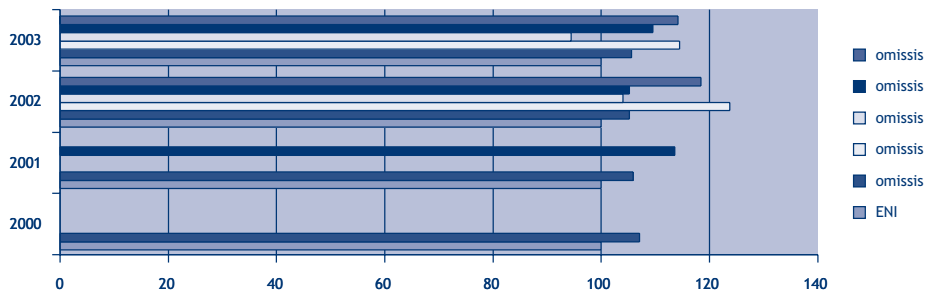
Dall'esame dei dati si evince che i prezzi praticati da Eni nel periodo 2000 - I trimestre 2003 sono risultati stabilmente inferiori di quelli degli altri operatori per le tipologie di clienti industriali e termoelettriche (si vedano le figure 9 e 10).

Più in dettaglio:

- ◆ i prezzi medi praticati a clienti industriali dagli operatori diversi da Eni sono stati in media, lungo l'intero periodo di riferimento, superiori del 9 per cento rispetto a quelli dell'*incumbent*, con punte del +23 per cento (*[omissis]*) e del -0,8 per cento (*[omissis]*);
- ◆ i prezzi medi praticati alle aziende termoelettriche da operatori diversi da Eni sono stati in media superiori, lungo l'intero periodo di riferimento, del 4,2 per cento rispetto a quelli dell'operatore *incumbent*, con punte del +9 per cento (*[omissis]*) e del -2,8 per cento (*[omissis]*).

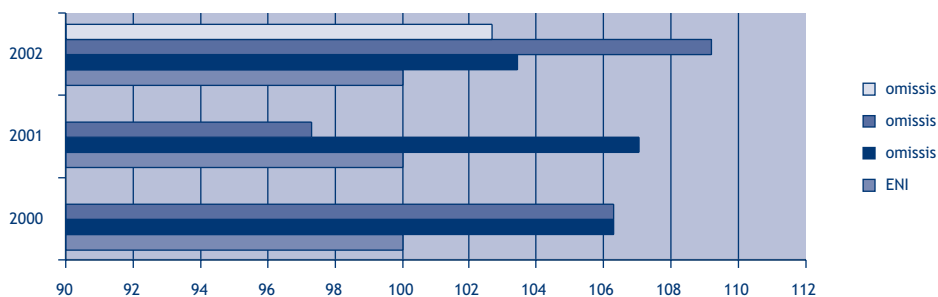
¹¹⁰ Naturalmente i dati relativi ai prezzi medi praticati devono essere interpretati tenendo presente che la diversa consistenza del portafoglio clienti tra i vari operatori comporta sicuramente una potenziale distorsione sistematica (all'interno del portafoglio clienti ENI, ad esempio, il dato medio è il frutto di realtà assai composite, mentre nel caso di piccoli operatori ci potrebbe essere una maggiore aderenza tra dato medio e specifiche condizioni).

Figura 9. Prezzi medi praticati a clienti industriali
Eni = 100 (2000 - I trim. 2003)



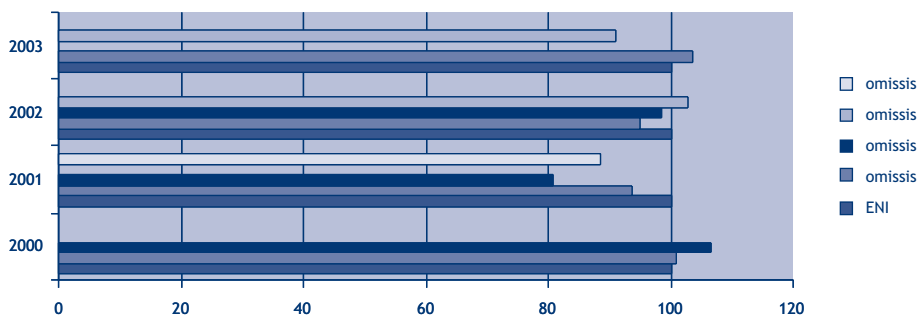
Fonte: dati forniti dalle parti.

Figura 10. Prezzi medi praticati ad aziende termoelettriche
Eni = 100 (2000 - I trim. 2003)



Fonte: dati forniti dalle parti.

Figura 11. Prezzi medi praticati ad aziende di distribuzione
Eni = 100 (2000 - I trim. 2003)



Fonte: dati forniti dalle parti.

Un esito diverso si osserva, invece, nel caso dei prezzi praticati alle società di vendita delle aziende di distribuzione. I prezzi medi praticati alle aziende di distribuzione da operatori diversi da Eni sono stati in media inferiori lungo l'intero periodo di riferimento del 5,2 per cento rispetto a quelli dell'operatore *incumbent*, con punte del +6,5 per cento (*[omissis]*) e del -12 per cento (*[omissis]*). (si veda la figura 11).

La principale motivazione per l'esistenza di prezzi inferiori praticati da Eni ai clienti industriali e termoelettrici è sicuramente il minor costo di approvvigionamento del gas sopportato da Eni rispetto agli altri operatori concorrenti (stante l'uniformità delle altre componenti di costo che concorrono a formare il prezzo all'ingrosso), unitamente al fatto che per i nuovi importatori il prezzo del gas rappresenta spesso un trasferimento interno in una logica intragruppo.

Inoltre, si ricorda che Eni ha venduto a Plurigas, Edison, Dalmine Energie ed Energia, a partire dall'ottobre 2001, gas a valere sui propri contratti *take or pay* ("vendite innovative") gravato da un *mark-up* sostanziale. Questi operatori, pertanto, hanno avuto una partenza ad *handicap* della loro attività commerciale nella vendita di gas, disponendo (tranne che nel caso di Edison) unicamente di gas più caro di quello del loro principale concorrente.

Quanto al fatto che, nonostante tale divario nei costi di approvvigionamento (e nei prezzi praticati all'ingrosso), questi operatori hanno trovato sbocchi commerciali per il proprio gas, si tratta dell'effetto dei tetti sul gas immesso di cui all'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00.

Al fine di valutare correttamente i dati sui prezzi medi all'ingrosso riportati, si deve tenere, inoltre, in adeguata considerazione il fatto che i concorrenti di Eni hanno disposto di quantità limitate di gas. Ciononostante, l'osservazione dei dati (ancorché medi) contenuti nelle figure 9, 10 e 11 consente di concludere che anche in quei casi in cui si è pervenuti ad un cambio di fornitore (da Eni ad un nuovo operatore), "in media" il cambio non è stato particolarmente vantaggioso per il cliente finale e i limitati effetti sui prezzi che si sono registrati possono essere ascritti alla riduzione dei costi infrastrutturali.

Quanto alla circostanza riscontrata che i prezzi all'ingrosso praticati alle società di vendita mostrano una dinamica diversa rispetto ai prezzi ai clienti industriali e termoelettrici, con i prezzi di Eni mediamente superiori a quelli dei concorrenti, si può osservare che Eni, tramite la fornitura a livello intragruppo ad Italgas, può contare su un livello di vendite a queste tipologie di utenze molto elevato e ciò può operare nella direzione di ridurre la pressione concorrenziale esercitata sul prezzo; le forniture alle aziende di distribuzione continuano a rappresentare il segmento più redditizio del mercato.

4.4 La regolazione nella fase di vendita al dettaglio

La carenza di concorrenza nell'ambito delle vendite all'ingrosso, e la conseguente segmentazione del mercato, implica il mantenimento di condizioni di monopolio locale nella vendita al dettaglio di gas ai consumatori civili. Effettivamente a distanza di più di un anno dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda il fenomeno di *switching* fra i clienti del mercato civile può dirsi del tutto trascurabile. Di fatto, praticamente tutti i piccoli clienti sono rimasti vincolati al loro fornitore tradizionale e i prezzi di vendita al consumatore finale non hanno manifestato alcuna tendenza al ribasso¹¹¹.

L'assenza di contendibilità nell'ambito del mercato civile ha impedito che la riduzione delle componenti di costo regolate relative al trasporto e allo stoccaggio, frutto dei provvedimenti tariffari dell'Autorità dell'energia elettrica ed il gas, e di cui avevano beneficiato i clienti del mercato all'ingrosso fosse automaticamente trasferita ai clienti finali. Dall'analisi dei contratti di fornitura sottoscritti, relativi al mercato all'ingrosso, è infatti risultato che nel 2003 le imprese locali dedite alla vendita al dettaglio, avevano ottenuto riduzioni dei loro costi di acquisto del gas in funzione dei minori costi di trasporto e stoccaggio conseguenti all'applicazione delle delibere n. 120/01, n. 26/02 e n. 49/02 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Tali riduzioni avevano però determinato solo un incremento dei margini di profitto dei venditori al dettaglio, incremento che alimenta la rendita di monopolio locale.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tramite la sua attività di sorveglianza dei prezzi sul mercato all'ingrosso, ha inoltre potuto verificare che in seguito alla completa liberalizzazione della vendita, i venditori all'ingrosso avevano concesso sconti alle imprese locali di vendita al dettaglio che andavano oltre il mero trasferimento della riduzione dei costi di trasporto e stoccaggio e che consideravano in alcune zone anche i margini impliciti nel meccanismo di sventagliamento del prezzo della materia prima. Tale meccanismo, nato per garantire la sostenibilità del precedente regime di monopolio pubblico nella vendita di gas, sussidiava infatti le imprese locali integrate di distribuzione e vendita che operavano in zone climatiche caratterizzate da bassi consumi medi per clienti e quindi da costi unitari più elevati. Il sussidio consisteva in uno sconto sul prezzo della materia prima che compensava il maggior costo e veniva alimentato dal maggior prezzo per la materia prima pagato dalle imprese operanti

¹¹¹ Laddove sono state lanciate offerte alternative, queste ultime differivano sostanzialmente sul piano del servizio offerto (ad esempio maggior frazionamento del periodo di fatturazione) ma non dal punto di vista della convenienza in termini di prezzi. Solo di recente Enel Gas ha annunciato l'avvio di nuove offerte commerciali per gli utenti domestici (ValoreCasa e PremiaGas) che prevedono uno sconto sulle condizioni economiche, anche se temporaneamente limitato ad alcune località e soggetto a specifiche condizioni.

in zone climatiche con elevati consumi medi per cliente e quindi da costi medi inferiori. Alcune imprese hanno quindi goduto di uno sconto sul prezzo della materia prima (evidenziato nei contratti) che però non è stato trasferito ai clienti finali ed ha finito per alimentare ulteriormente la rendita dei monopoli locali.

Nell'ambito di un contesto di questo tipo l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in forza del suo dovere di tutela dei consumatori e dei clienti e dei poteri che ne conseguono, è quindi intervenuta con provvedimenti di carattere transitorio, finalizzati a prorogare il controllo sul prezzo di vendita al consumatore finale, così da poter trasferire al consumatore medesimo sia le riduzioni dei costi infrastrutturali operate, sia parte degli sconti che sono emersi sul mercato all'ingrosso.

La regolamentazione delle condizioni economiche di fornitura ai piccoli consumatori è fondata sul presupposto che la maggior parte dei clienti finali, pur essendo formalmente idonei, non hanno avuto occasione di esercitare alcuna opzione di cambiamento del fornitore. Data la sostanziale continuità rispetto alla struttura di mercato preesistente, non è infatti venuta meno la necessità di controllare direttamente il potere di mercato dei monopoli locali di vendita del gas, operando una riduzione delle loro rendite. Le società di vendita del gas sono state quindi obbligate ad inserire nelle loro offerte anche le condizioni economiche di fornitura definite dall'Autorità.

Tale regolamentazione ha costituito un'operazione piuttosto delicata nella situazione attuale del mercato nazionale del gas naturale. Un approccio regolatorio "puro" teso unicamente ad eliminare le rendite di monopolio e a definire delle condizioni *cost reflective*, avrebbe richiesto di stimare tutte le componenti di costo efficienti che originano nella filiera del gas per poi sommarle ad un congruo margine di vendita e determinare così il prezzo regolato per ciascuna società di vendita. Tuttavia un simile approccio nel contesto del mercato italiano del gas avrebbe potuto rivelarsi dirompente, tenuto conto soprattutto della struttura e del funzionamento del mercato all'ingrosso.

Come si è visto nei precedenti paragrafi, infatti, è l'impresa dominante Eni ad evidenziare i maggiori gradi di efficienza produttiva, in funzione dei volumi di gas trattati, che le consentono di ottenere prezzi e condizioni di approvvigionamento più favorevoli a monte e di ottimizzare i suoi flussi di offerta a valle grazie al vastissimo portafoglio di clienti civili ed industriali di cui gode. Inoltre il meccanismo delle "vendite innovative" di Eni ai nuovi entranti non ha fatto altro che creare un ulteriore divario fra l'*incumbent* e queste imprese, i margini delle quali sono minori non solo perché devono acquistare il gas da un loro concorrente, ma anche perché quest'ultimo ha ceduto loro quantità di materia prima a valere su contratti di importazione Eni che in termini relativi sono dotati di minore flessibilità e quindi comportano una penalizzazione ulteriore in termini di efficienza produttiva. L'analisi delle politiche

commerciali ha poi evidenziato che i prezzi praticati alle imprese di vendita locale sul mercato all'ingrosso sono minori nel caso dei nuovi entranti rispetto ad Eni, che ha concentrato il maggior sforzo commerciale sul mercato industriale.

Dunque una politica di regolamentazione delle condizioni economiche di fornitura unicamente fondata su obiettivi di conseguimento dell'efficienza allocativa e dell'efficienza produttiva nel breve termine avrebbe comportato nella maggior parte dei casi la riduzione dei prezzi finali¹¹² ad un livello tale da comprimere ulteriormente i margini di profitto dei nuovi entranti, fino a compromettere la loro stessa presenza sul mercato del gas. Ciò avrebbe rischiato di pregiudicare definitivamente qualsiasi opportunità di sviluppo della concorrenza in futuro.

Tenuto conto che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas è chiamata a perseguire anche obiettivi di promozione della concorrenza, è apparso più corretto determinare un livello delle condizioni economiche di fornitura tale da lasciare alle imprese di vendita locale una parte dei margini che scaturiscono dagli sconti sul prezzo di vendita all'ingrosso, così da evitare che eccessive pressioni sui fornitori di materia prima a monte finissero per riportare ad Eni anche le quote di mercato che è stata costretta a perdere a causa dell'imposizione dei tetti antitrust.

A fronte della stasi dei processi di liberalizzazione l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, ha dunque dovuto trovare un compromesso tra criteri di definizione delle tariffe in base ai costi efficienti e obiettivi di promozione della concorrenza, nella speranza che il graduale decollo della concorrenza, contribuisca a ridurli in futuro, rendendo finalmente superflua la regolamentazione delle condizioni economiche di fornitura.

Tuttavia è bene ricordare che, in questa fase, e data la formale apertura del mercato del gas dall'1 gennaio 2003, l'azione di regolazione delle condizioni economiche praticate non può che configurarsi come palliativo rispetto a provvedimenti più incisivi di stimolo alla concorrenza, anche – e soprattutto – attraverso misure di breve e lungo periodo in grado di aumentare la pluralità delle fonti di approvvigionamento, che costituirebbero il naturale completamento del processo avviato con il decreto legislativo n. 164/00 (*gas release*, nuovi investimenti indipendenti nell'approvvigionamento di gas, creazione di un mercato centralizzato).

¹¹²Come si è visto anche nel precedente paragrafo 4.3, sebbene il prezzo di vendita ai clienti finali sia destinato a ridursi nella grande maggioranza dei casi, occorre rilevare che per alcune società di vendita il venire meno dei sussidi incrociati dovuti allo "sventagliamento" ha provocato un incremento dei prezzi della materia prima tale da non poter essere compensato dalle riduzioni delle componenti di costo regolamentate e quindi da indurre incrementi anziché riduzioni dei prezzi finali. Per ovviare a tale inconveniente ed evitare penalizzazioni di carattere territoriale l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, ha introdotto un temporaneo meccanismo di cassa conguaglio che renda più morbida la transizione al nuovo regime.

5. Conclusioni

Premessa

242

Il decreto legislativo n. 164/00, nel definire norme nazionali di recepimento della direttiva 98/30/CE particolarmente avanzate rispetto ad altri paesi membri, ha avviato una profonda trasformazione in senso concorrenziale della struttura del settore. Tuttavia, tali norme non sono finora risultate sufficienti a garantire effetti concorrenziali di rilievo.

I periodici esercizi di *benchmarking* effettuati dalla Commissione Europea al fine di verificare lo stato della liberalizzazione dei mercati del gas degli stati membri, hanno sino ad ora indicato l'Italia tra i paesi più avanzati nella definizione di normative primarie e di scelte regolatorie orientate alla concorrenza. Nel resto d'Europa, e in particolare in due paesi come Francia e Germania che per collocazione geografica hanno particolare impatto per le importazioni nel nostro Paese, vi sono stati forti ritardi e un'applicazione minimale del testo della direttiva, che hanno determinato forti asimmetrie a livello Europeo.

Lo stato insoddisfacente della concorrenza sul mercato nazionale della vendita di gas, mostra come tale definizione di normative primarie e l'adozione di una regolazione relativamente avanzata siano, per lo meno nel breve periodo (e tanto più se limitate solo ad alcuni paesi), una condizione necessaria, ma non sufficiente, al raggiungimento di un adeguato contesto concorrenziale nel mercato della vendita di gas naturale.

Lo sviluppo di condizioni concorrenziali nel settore del gas naturale riveste particolare importanza alla luce del crescente peso del gas nel settore energetico dove, a

fianco della tradizionale, rilevante incidenza negli usi industriali e domestico si assiste ad una sempre più spinta penetrazione dei consumi per la produzione elettrica. In tale settore il contributo del gas è atteso salire dall'attuale 40% a circa il 60% nel 2010, collocandosi a tutti gli effetti come un fattore strategico per l'intero settore energetico.

Le analisi condotte nell'ambito dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale in Italia consentono di formulare alcune considerazioni conclusive in merito alle maggiori criticità che ancora persistono sotto il profilo concorrenziale nella varie fasi della filiera del gas.

5.1 Il ruolo dell'operatore dominante

Nonostante l'adozione di misure normative tese a ridurre nel periodo 2001-2010 le immissioni al consumo dell'operatore *incumbent*, permane una inconfutabile posizione dominante di Eni nell'approvvigionamento di gas (importazioni e produzione nazionale) in grado di condizionare fortemente l'esito del mercato.

- ◆ I contratti di importazione *take or pay* sottoscritti da Eni nell'imminenza dell'approvazione della direttiva 98/30/CE, in virtù di meccanismi di *build up* crescenti nel tempo, hanno consentito (e consentiranno ancora per molti anni) ad Eni di continuare ad occupare quote dell'incremento annuo di domanda di gas.
- ◆ Nonostante un significativo aumento del numero di importatori rispetto al periodo pre-liberalizzazione, si tratta, con le eccezioni di Enel e, parzialmente, di Edison, di ingressi decisi dall'operatore dominante, sia nella dimensione e sia nel costo della materia prima dei nuovi entranti (si vedano le cosiddette "vendite innovative" e le importazioni di gas libico).
- ◆ La produzione nazionale, sebbene si tratti di una fonte prevista in calo nei prossimi anni, continua ad essere quasi integralmente nelle mani dell'operatore dominante, che può usare strategicamente i volumi prodotti (sulla base di un *trade off* tra l'utilizzo al massimo dei contratti di importazione *take or pay* e la produzione nazionale), e giovare, in tal modo, di ulteriori notevoli flessibilità, sia in termini di quantità, sia di prezzo di approvvigionamento.

ENI controlla tutte le infrastrutture internazionali di importazione di gas in Italia

- ◆ Eni, direttamente o attraverso società partecipate, è in grado di condizionare la gestione di tutte le infrastrutture di trasporto via tubo che adducono il gas importato in Italia e dell'unico terminale di GNL attualmente esistente.

- ◆ Tale posizione conferisce ad Eni il potere di influenzare le dinamiche concorrenziali sul mercato a valle della vendita, tramite una gestione poco trasparente delle infrastrutture (con particolare riferimento alla definizione della capacità di trasporto ed ai criteri di allocazione di quella inutilizzata).
- ◆ In una prospettiva dinamica la maggiore criticità concorrenziale è da collegare alla capacità di Eni di determinare se e come potenziare le infrastrutture estere esistenti per consentire anche ad altri soggetti di accedere ai canali di importazione tradizionali (Algeria e Russia *in primis*); esemplare al riguardo la decisione assunta unilateralmente da Eni di rinviare i potenziamenti del TAG e del TTPC sulla base di proprie valutazioni, non collegate alla profittabilità del nuovo investimento nel trasporto internazionale, bensì alle previsioni di Eni sulle condizioni di domanda ed offerta di gas vigenti sui mercati a valle.
- ◆ La situazione appare meno grave sui gasdotti che insistono sul territorio dell'UE (o in Svizzera), nei quali Eni negli ultimi anni ha messo a disposizione la capacità inutilizzata a valere sui propri diritti di transito (sebbene si sia trattato di procedure stabilite unilateralmente, senza alcun controllo, con tutti i possibili rischi di scarsa trasparenza e discriminazione); la direttiva 2003/55/CE, inoltre, una volta in vigore, dovrebbe assicurare condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie su tutti i gasdotti europei.
- ◆ Più problematica la situazione per i gasdotti non UE (TTPC e, in prospettiva il gasdotto libico GreenStream), per i quali bisognerà trovare, tramite accordi *ad hoc* tra Stati e Commissione Europea (o tra singoli Stati), modalità condivise per garantire accessi a condizioni trasparenti e non discriminatorie a flussi di gas in concorrenza tra loro.

Come conseguenza della posizione dominante nell'approvvigionamento, del controllo delle infrastrutture di trasporto internazionali e della scelta delle modalità di cessione del gas per il rispetto dei tetti antitrust, Eni si caratterizza per un costo di approvvigionamento del gas minore dei concorrenti.

- ◆ L'esame dei dati ha mostrato che Eni si caratterizza per un costo del gas importato minore degli altri operatori. Il vantaggio di costo di Eni sembra sussistere anche con riferimento al gas di produzione nazionale.
- ◆ Nel caso degli *shippers* acquirenti delle "vendite innovative", lo svantaggio di costo della materia prima è frutto delle modalità con cui tali operazioni sono avvenute e deve intendersi come *mark up* praticato da Eni a fronte della perdita del cliente finale.

5.2 Il ruolo dei nuovi operatori e lo sviluppo delle infrastrutture

Lo sviluppo di una effettiva concorrenza è strettamente condizionato dall'ingresso di nuovi operatori indipendenti da Eni nell'approvvigionamento di gas a condizioni competitive. In particolare, emerge che la condizione necessaria per evitare, in un contesto di utilizzo esclusivo di contratti *take or pay*, una mera spartizione tra i diversi operatori del mercato della vendita, è che vi sia una sufficiente flessibilità dell'offerta rispetto alle variazioni della domanda, garantita da un adeguato eccesso di capacità di trasporto, ed in grado di innescare una concorrenza per la conquista di quote di mercato. Un'analisi sulle previsioni di domanda ed offerta di gas opportunamente considerate ridimensiona il rischio di una "bolla di gas" a medio termine così come paventata da alcuni operatori, mostrando al contrario criticità che potrebbero verificarsi nel breve termine sul fronte degli approvvigionamenti, in assenza di nuove infrastrutture e di potenziamenti di quelle esistenti.

- ◆ In un contesto in cui l'offerta sul mercato finale del gas è determinata prevalentemente da parte dell'operatore dominante attraverso l'utilizzo esclusivo di contratti di approvvigionamento *take or pay* di lungo periodo, gli incentivi per la competizione sul mercato finale della vendita sono limitati.
- ◆ Infatti, in un siffatto assetto di mercato, gli unici incentivi *ex-ante* ad investire nell'approvvigionamento di gas da parte di altri operatori risultano strettamente vincolati all'esistenza di porzioni di domanda lasciata libera dall'*incumbent*. Ciò può dare origine ad una cosiddetta "entrata senza concorrenza", vale a dire ciascun operatore serve la propria quota di mercato senza alcuna spinta concorrenziale per la conquista di quote maggiori.
- ◆ Nel mercato italiano, oltre agli elementi che precedono, un ulteriore elemento nella direzione di un rischio "ripartizione del mercato" è rappresentato dall'esistenza dei tetti antitrust sul gas immesso, e dalla possibilità per i nuovi importatori di destinare il gas a forniture all'interno del medesimo gruppo industriale, in sostituzione a quelle precedentemente assicurate dall'*incumbent*. Ciò ha rappresentato sicuramente un incentivo all'ingresso protetto da parte dello stesso *incumbent*, senza però alcun reale stimolo all'avvio di un efficace confronto competitivo.
- ◆ Pertanto, fino a quando le condizioni di offerta sono caratterizzate da rigidità in corrispondenza di previsioni di domanda sviluppate dall'operatore dominante, attraverso l'uso esclusivo di contratti *take or pay*, e le forniture sono destinate solo ad un mercato *captive*, non vi sono le condizioni per una competizione tra operatori sul mercato finale della vendita.

- ◆ D'altro canto, le previsioni di crescita della domanda di gas per usi termoelettrici, unitamente alla produzione nazionale in calo, rende necessaria la realizzazione di nuovi progetti nell'approvvigionamento di gas entro il 2008, nella forma di terminali GNL e di potenziamenti dei gasdotti esistenti (nuovi investimenti in gasdotti, ad esempio il progetto GALSI Algeria-Sardegna-Europa, sono probabili solo nel lungo periodo). L'avvio di nuovi progetti, tanto più se non tarati esattamente su quote pre-determinate di domanda, rappresenta quindi un'importante occasione per l'avvio della concorrenza.
- ◆ Sulla base delle indicazioni prevalenti di domanda ed offerta, ed ipotizzando uno scenario di riferimento che includa la realizzazione di due terminali di GNL ed i potenziamenti del TAG e del TTPC al 2007 ed al 2011, vi potranno essere in futuro sufficienti condizioni di elasticità di offerta in grado di influire sullo scenario competitivo. Tra il 2009 e il 2012 si potrebbero verificare situazioni nelle quali la domanda potrebbe non essere sufficiente per il ritiro dei quantitativi minimi di *take or pay*. Tuttavia, anche in questi casi, ciò non significa automaticamente il rischio di difficoltà economico finanziarie per Eni, in quanto l'operatore dominante è in grado di mettere in campo diverse possibili strategie alternative tra le quali, ad esempio, la vendita di quantitativi all'estero, e non sono escluse possibili riduzioni dei quantitativi contrattati sotto *take or pay*.
- ◆ Solo a fronte della necessità di difendere una quota di mercato pari ai ritiri minimi di *take or pay* vi possono essere le condizioni per una significativa riduzione dei margini commerciali esistenti. Un incremento delle condizioni di elasticità dell'offerta di limitate proporzioni e con le caratteristiche sopra evidenziate non rappresenta pertanto il rischio di una "bolla gas" ma risulta piuttosto funzionale allo sviluppo della concorrenza.
- ◆ Il richiamo al pericolo della "bolla gas" da parte di Eni ed il conseguente abbandono del progetto, già intrapreso, di potenziamento del gasdotto TTPC a favore dei quattro *shippers* aggiudicatari della capacità, è da considerarsi, in questo quadro di analisi, come una ulteriore modalità della strategia dell'operatore dominante tendente ad escludere ingressi di concorrenti non riconducibili alla logica di "ripartizione dei mercati" che ha, invece, contraddistinto gli ingressi connessi alle "vendite innovative". Un tale meccanismo di entrata tenderebbe a consolidare una situazione di assenza di concorrenza, con l'aggravante di essere condivisa anche dai potenziali concorrenti dell'*incumbent*.
- ◆ D'altro canto, emerge con evidenza che nei prossimi anni, in assenza di investimenti o per ritardi nella loro realizzazione, vi potranno essere al contrario limiti nelle capacità di importazione in grado di condizionare pesantemente lo sviluppo del settore, quando non anche la sicurezza del sistema.

5.3 L'accesso non discriminato al sistema

L'attività di regolazione connessa al primo periodo (riconducibile all'arco temporale 2001-2005) si è concentrata sull'obiettivo di assicurare accessi non discriminatori e trasparenti al sistema anche attraverso la definizione di norme volte a:

- ◆ garantire condizioni favorevoli ai nuovi investimenti e allo sviluppo di modalità di utilizzo delle infrastrutture di sistema atte a sostenere forme sempre più flessibili e concorrenziali di offerta di gas naturale;
- ◆ limitare il potere di mercato dell'*incumbent*, stante la mancata previsione di una piena separazione proprietaria, in seno al gruppo Eni, tra fasi regolate (trasporto e stoccaggio) e fasi in concorrenza (approvvigionamento e vendita).

Di seguito, i principali esiti della regolazione per ciascuna attività del sistema gas:

5.3.1 TRASPORTO

- ◆ Nella fase di trasporto del gas sulla rete nazionale dei gasdotti, la definizione di una tariffa basata sul modello *entry exit*, che prevede un corrispettivo per ciascun punto di ingresso e di uscita dalla rete, rappresenta, rispetto ad alternative basate, ad esempio, sulla distanza, un elemento positivo per la concorrenza, in quanto riflette il sempre maggiore sganciamento dei flussi fisici da quelli commerciali e facilita gli scambi di gas all'interno del sistema.
- ◆ La tariffa di trasporto si compone di una parte fissa (calcolata a partire dal 70% dei costi riconosciuti) e di una parte variabile (calcolata a partire dal restante 30%). La scelta di calcolare la componente variabile della tariffa a partire dal 30% dei costi riconosciuti (e dunque utilizzando una quota superiore al peso effettivo dei costi variabili nell'attività di trasporto di gas, di norma non superiore a circa il 5% dei costi totali), risponde al dettato legislativo di non penalizzare eccessivamente le aree con minori dotazioni infrastrutturali e in particolare il Mezzogiorno. Soprattutto, essa appare allo stato attuale giustificata dalla necessità di incentivare il trasporto di maggiori volumi di gas e dunque l'utilizzo efficiente della rete, in una situazione in cui la principale impresa di trasporto, Snam Rete Gas, è controllata dall'operatore dominante, con possibili incentivi ad un utilizzo delle infrastrutture volto ad ostacolare l'accesso a terzi, potenziali concorrenti.

- ◆ L'aver determinato una tariffa di trasporto più orientata ai costi, e dunque sostanzialmente più legata al coefficiente di utilizzo della capacità di trasporto, ha esercitato degli effetti di "spiazzamento" di alcune categorie di consumatori finali che nel passato regime di pre-liberalizzazione godevano di particolari regimi di prezzi sovvenzionati (aziende di distribuzione in aree a basso consumo, alcuni grandi consumatori industriali).
- ◆ Nonostante significative riduzioni delle tariffe nei primi due anni di applicazione, l'impatto sui prezzi finali è stato limitato, o praticamente assente per le forniture di tipo domestico. L'incidenza delle componenti infrastrutturali sul prezzo finale è comunque limitata (circa 10-15% per le forniture industriali, 30-40% per quelle domestiche), evidenziando che sostanziali riduzioni dei prezzi possono verificarsi solo attraverso riduzioni del margine commerciale.
- ◆ Le modalità di allocazione della capacità di trasporto in ingresso sulla rete nazionale finora seguite rispondono a una logica graduale di contemperamento tra, da un lato, l'esigenza di garantire, entro certi limiti, gli investimenti in contratti *take or pay* vigenti e, dall'altro, di stimolare ingressi di breve periodo (sebbene il collo di bottiglia si collochi nei gasdotti internazionali a monte della rete nazionale). In prospettiva, e in coerenza con regole armonizzate a livello europeo, soluzioni maggiormente concorrenziali, tipo allocazione della capacità tramite asta, potranno essere valutate.
- ◆ In considerazione della necessità di nuove infrastrutture a sostegno della crescita della domanda e di una maggiore concorrenza, sono stati previsti, sia dalla regolazione che, di seguito, dalla normativa, interventi a favore di nuovi investimenti, che hanno riguardato il riconoscimento di una più alta remunerazione, ma soprattutto la priorità di accesso fino all'80% della nuova capacità realizzata per i soggetti che ne sostengono l'onere della realizzazione. Fino a questo momento, tuttavia, nessun nuovo progetto è stato realizzato o è entrato nella fase di costruzione, ad eccezione del gasdotto dalla Libia, deciso comunque prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00.
- ◆ Al fine di incentivare il confronto competitivo nel sistema, è stato definito il cosiddetto Punto di Scambio Virtuale, grazie al quale gli *shippers* hanno la possibilità di scambiarsi il gas all'interno della rete nazionale. Esso rappresenta attualmente uno strumento di ottimizzazione del bilanciamento delle quantità di gas immesse e prelevate dalla rete (in alternativa all'utilizzo dei servizi di stoccaggio speciali).
- ◆ In una prospettiva non troppo lontana il Punto di Scambio Virtuale dovrebbe divenire un vero mercato del bilanciamento giornaliero. Questa evoluzione è possibile, ed auspicabile, tuttavia, solo se si vengono a determinare condizioni di liquidità di gas al Punto di Scambio Virtuale, altrimenti si potrebbero determinare condizioni idonee a garantire ad Eni l'esercizio di un potere di mercato sul prezzo del bilanciamento.

- ◆ Nel più lungo periodo, si devono studiare le condizioni per creare un vero mercato *spot* del gas e della relativa capacità di trasporto in Italia, in grado di rilassare il vincolo concorrenziale rappresentato dalla prevalenza di modalità di approvvigionamento mediante contratti *take or pay*; si tratta di individuare le modalità per veder realizzate le condizioni di liquidità e di eccesso di capacità di trasporto e di stoccaggio necessarie per la creazione di un *hub* nazionale mediterraneo, di riferimento per l'intero mercato europeo del gas.

5.3.2 STOCCAGGIO

- ◆ Stogit, società controllata da Eni, occupa una posizione di monopolio di fatto nella fornitura di servizi di stoccaggio, sia tradizionali (minerario, strategico, modulazione) sia speciali, vale a dire di servizi in grado di rispondere ad esigenze di flessibilità degli operatori, che tendono a crescere con lo sviluppo del mercato (si vedano ad esempio le opportunità derivanti da operazioni *spot* e di arbitraggio spaziale e temporale sui prezzi del gas). In quest'ultimo caso si tratta di servizi di cui Eni stessa non ha bisogno, dal momento che si giova di flessibilità implicite all'interno del suo portafoglio clienti e di approvvigionamento, ma dei cui ricavi beneficia attraverso il già citato controllo di Stogit. Il controllo societario di Stogit da parte di Eni non può escludere un condizionamento da parte di Eni stessa nell'offerta di tali servizi, anche se ad oggi non se ne ha evidenza.
- ◆ Stogit è stata lasciata libera dalla regolazione di sviluppare l'offerta di servizi speciali, al fine di promuovere il loro sviluppo, e in considerazione che si tratta di servizi potenzialmente in concorrenza con altre forme di flessibilità (ricorso a forniture interrompibili, modulazione delle quantità importate, ecc). In prospettiva, un sempre maggiore sviluppo delle transazioni nel Punto di Scambio Virtuale e una sufficiente liquidità in quel punto dovrebbe porsi come ulteriore alternativa concorrenziale ai servizi speciali offerti da Stogit.
- ◆ Al fine di incentivare gli investimenti, lo sviluppo di nuovi campi di stoccaggio è stato esentato per almeno quattro anni dalla regolazione tariffaria. Nuovi investimenti in stoccaggio potrebbero essere funzionali anche allo sviluppo di un *hub* nazionale.
- ◆ La struttura tariffaria in vigore prevede la definizione di una tariffa unica per l'utilizzo del complesso dei campi di stoccaggio di Stogit. In alternativa, la definizione di una tariffa per singolo campo, pur presentando l'indubbio vantaggio di eliminare sussidi incrociati e consentire un confronto concorrenziale tra singoli campi, avrebbe però comportato l'introduzione di complesse modalità per la ripartizione delle capacità dei campi meno costosi, in un orizzonte temporale in cui lo sviluppo di nuovi campi sarebbe stato del tutto limitato o inesistente.

- ◆ Nonostante l'avvio della richiesta di nuove concessioni da parte di numerosi operatori, l'iter burocratico è ancora in corso; occorrono comunque tempi tecnici pari nella norma a circa due-tre anni per lo sviluppo di un nuovo campo.
- ◆ A fronte dei problemi di scarsità e razionamento della capacità di stoccaggio, un ulteriore elemento di criticità è rappresentato dai volumi di gas immobilizzati negli stoccaggi di Stogit sotto la categoria di "*pseudo working gas*"; si tratta di gas potenzialmente utilizzabile per fornire la liquidità necessaria ad iniziative proconcorrenziali come la partenza di un vero mercato centralizzato. Tuttavia tale soluzione è evidentemente subordinata a opportuni approfondimenti tecnici e a valutazioni relative alla sicurezza del sistema.
- ◆ Le regole attualmente in vigore per i conferimenti di capacità di stoccaggio sono state fissate, in via transitoria, tenendo conto degli obblighi di modulazione per i venditori previsti dalla legge; il diritto al conferimento di capacità è correlato alla fornitura di un cliente finale ed è quindi trasferito in caso di cambio di fornitore.
- ◆ Ipotetici meccanismi di asta che consentano di razionare e conferire la capacità agli utenti che vi attribuiscono il valore più elevato, vanno attentamente valutati in quanto la configurazione del mercato dello stoccaggio è tale che il rischio di effetti indesiderati è probabile (si consideri solo a titolo di esempio l'anomalia insita nel legame proprietario tra l'*incumbent* (Eni) nonché *bidder* e l'*auctioneer* (Stogit)).

5.3.3 GNL

- ◆ Anche l'unico terminale esistente sul territorio nazionale fa capo ad Eni, attraverso il controllo della società GNL Italia da parte di Snam Rete Gas.
- ◆ Fino a questo momento, Eni è inoltre l'unico soggetto ad avere avuto il conferimento di capacità di rigassificazione di tipo continuo. Con l'introduzione delle regole di accesso previste dalla deliberazione n. 120/01 e in particolare a seguito dell'obbligo di offrire le capacità disponibili, si è assistito ad una crescente offerta (e corrispondente ricorso) ad allocazioni su base *spot*.
- ◆ A fronte della limitata esperienza di accesso dei terzi all'infrastruttura, esistono ancora regole transitorie, limitate alle modalità di conferimento delle capacità. La definizione di regole di accesso, in particolare per quanto riguarda le regole di allocazione, sconta incertezze circa l'effettiva disponibilità nel breve medio termine di forniture su base *spot* in grado di fornire un contributo ad una maggiore liquidità del mercato, o piuttosto circa la necessità di prevedere uno spazio per l'avvio di nuove forniture a medio termine, ancora caratterizzate da vincoli *take or pay*. D'altro canto, la necessità di un quadro normativo e regolatorio chiaro e trasparente è importante per lo sviluppo di nuovi investimenti.

◆ Nel nostro Paese è soprattutto dallo sviluppo di nuovi terminali di rigassificazione che potrà arrivare un significativo contributo alla concorrenza. La regola dell'accesso prioritario fino all'80% della capacità per chi sostiene l'onere dell'investimento (poi estesa ai gasdotti di interconnessione con l'estero) è stata inizialmente introdotta per i nuovi terminali, proprio per la loro valenza concorrenziale. In particolare, appare di rilevanza fondamentale la possibilità di destinare anche a forniture *spot*, se le condizioni di mercato del GNL lo consentiranno, la quota di nuova capacità non soggetta al diritto di allocazione prioritario, in modo da contribuire ad una maggiore liquidità dell'offerta, al di fuori di una logica di mera segmentazione delle quote di mercato.

5.3.4 DISTRIBUZIONE

- ◆ Il segmento della distribuzione di gas naturale rimane caratterizzato, nonostante il processo di concentrazione registrato in questi anni (che ha portato il numero delle imprese da 730 nel 2000 alle circa 550 attuali), da una notevole frammentazione. Il gruppo Eni, tramite Italgas, controlla una quota pari a circa il 30%.
- ◆ Alla luce della possibilità di comparare la performance di molte imprese, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aveva inizialmente previsto un sistema tariffario sulla base di costi standard finalizzato all'efficienza comparativa. Tale sistema è stato rivisto a seguito dell'esito dei ricorsi alla giustizia amministrativa, prevedendo la possibilità di una metodologia alternativa di calcolo dei costi a partire dai dati di bilancio, portando così ad una distorsione del modello originario.
- ◆ In particolare, il lungo contenzioso ha determinato il perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione di un limitato numero di imprese (significative però in termini di clienti e volumi serviti). L'impossibilità di definire il vero costo dell'accesso può pertanto aver rappresentato una potenziale barriera all'ingresso a svantaggio dei nuovi entranti.
- ◆ Inoltre, esiste ancora una grande variabilità di valori tariffari sul territorio nazionale che non facilita i nuovi entranti interessati ad operare su ampia scala geografica. Infine, per quanto riguarda i criteri a garanzia del libero accesso al servizio di distribuzione del gas, che ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 sono definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, vigono attualmente regole transitorie: la definizione di regole certe e uniformi, e in particolare la previsione circa le modalità di passaggio di un cliente da un fornitore ad un altro (cosiddetto *switching*) consentirà di facilitare l'entrata di nuovi operatori in questo segmento.

5.4 Le dinamiche in atto nella fase della vendita

Nella fase di vendita finale del gas si è assistito ad un processo di concentrazione industriale che deve continuare nei prossimi anni intorno a soggetti autonomi nell'approvvigionamento.

- ◆ Tra la fine del 2000 e il 2003 si è innescato un intenso processo di ricerca di accordi, alleanze, aggregazioni ed acquisizioni nel settore della vendita di gas che ha avuto, come esito, la riduzione progressiva del numero di operatori presenti nel mercato della vendita di gas da oltre 700 a circa 400.
- ◆ Gli accordi possono essere distinti in tre tipologie principali: aggregazioni dominate dalle *utilities* locali; aggregazioni dominate dalle *utilities* nazionali; aggregazioni dominate dalle *utilities* internazionali.
- ◆ I principali *drivers* di tale processo di ristrutturazione sono individuabili nelle normative di liberalizzazione, ed in particolare in quelle relative alla totale apertura della domanda entro il 1° gennaio 2003 ed alla separazione societaria delle fasi di distribuzione e di vendita. Un ruolo importante l'ha avuto anche l'incremento dei margini della vendita di gas che si è verificato anche per effetto della riduzione del costo di utilizzo delle infrastrutture del sistema (trasporto e stoccaggio).
- ◆ Si è trattato, tuttavia, in larga parte, di una attività di acquisizione di "quote di mercato" tramite operazioni di crescita esterna, e non tramite la sottrazione di clientela agli operatori in determinate aree a seguito di iniziative concorrenziali; i processi di aggregazione sembrano più orientati alla creazione di monopoli locali, ancorché su scala provinciale o regionale.
- ◆ È auspicabile che il processo di concentrazione in atto continui intorno ad alcuni poli aggregatori rappresentati da soggetti dotati di proprio gas (e dunque in grado di esercitare autonome politiche di vendita).

L'importante ingresso dell'ex monopolista elettrico Enel nel settore del gas può essere inquadrato all'interno di un più ampio processo di convergenza tra i due settori. Si tratta di un fenomeno positivo solo se la convergenza gas-elettricità è la conseguenza della ricerca di maggiore efficienza sulla spinta di pressioni competitive in entrambi i settori.

- ◆ La convergenza tra le attività di vendita di gas e di elettricità va vista positivamente laddove risponde alle crescenti spinte competitive presenti nei mercati. Essa nasce anche dall'esigenza di ricercare le migliori efficienze connesse a nuovi ingenti investimenti

per il settore (cicli combinati che hanno bisogno di stabili e certe forniture di gas, ma anche terminali di GNL che per essere realizzati devono avere la certezza di mercati di sbocco).

- ◆ In tale prospettiva, non sembra che vi siano decisive motivazioni legate alla struttura dei costi a sostegno della creazione di un unico operatore integrato nel trasporto di gas e nella trasmissione di energia elettrica.
- ◆ I due nuovi progetti di costruzione di terminali di GNL di Brindisi e Rovigo, che vedono coinvolte le due principali imprese elettriche nazionali (Enel e Edison), appaiono soddisfare il requisito di una convergenza dettata da spinte competitive. Ciononostante, va considerato che la quota residua di gas che Enel ed Edison possono offrire sul mercato dopo aver venduto gas alle proprie centrali e alle proprie società di vendita appare particolarmente ridotta.
- ◆ Il rischio è che tali fenomeni di integrazione orizzontale gas elettricità, in special modo se sono strutturati con ingressi simmetrici nei due settori da parte delle imprese *incumbent*, possano assumere connotati collusivi di tipo *multi-market*.

Il passaggio dalla fase di monopolio ad una di (teorica) concorrenza ha determinato un mutamento nelle condizioni di pricing del gas naturale in Italia.

- ◆ La previsione di idoneità per i livelli di consumo superiori a 200.000 metri cubi, già nel maggio 2000, ha progressivamente reso obsoleti gli accordi quadro di categoria sottoscritti da Eni con le principali associazioni di categoria dei clienti finali.
- ◆ Effetto di questo processo di progressivo mutamento delle condizioni di fornitura è stato l'abbandono dei due elementi principali contenuti negli accordi quadro: lo sven-tagliamento per le forniture ai distributori civili; la degressività dei prezzi rispetto ai livelli di consumo per le forniture industriali e termoelettriche.
- ◆ Nel nuovo contesto, i prezzi all'ingrosso del gas praticati a clienti industriali, termoelettrici ed aziende di distribuzione sono definiti in base ad un criterio di tipo *cost plus*: specifico costo di fornitura per servire la singola utenza (*stand alone cost*) più un certo margine di profitto.
- ◆ La capacità concorrenziale di un operatore (e dunque anche il suo margine sul gas venduto) è largamente definita, al netto di operazioni di ottimizzazione che ogni operatore può attuare nella fasi regolate, dalla propria media ponderata dei costi di approvvigionamento del gas naturale.
- ◆ Tenuto conto di quanto emerso in relazione ai costi di approvvigionamento *cif* del gas importato, Eni gode di un innegabile vantaggio rispetto ai suoi concorrenti con riferimento alla possibilità di definire prezzi all'ingrosso più bassi dei suoi concorrenti.

Al di là della modalità di definizione, i prezzi del gas naturale italiano, anche successivamente all'avvio del processo di liberalizzazione, appaiono comunque superiori a quelli prevalenti nei principali paesi europei.

- ◆ Dati di fonte Eurostat indicano che, nel periodo gennaio 1997 – luglio 2003, i prezzi netti italiani del gas naturale ad uso industriale sono stati costantemente tra i più alti dei prezzi dei principali paesi europei.
- ◆ Con riferimento alle utenze domestiche, i dati Eurostat indicano che i prezzi netti italiani si collocano tra i più bassi per le prime due categorie di utenti (piccole utenze domestiche); mentre sono, rispettivamente, tra i più elevati per le altre due categorie in cui è suddivisa l'utenza domestica.
- ◆ Dati di fonte confindustriale indicano in circa il 20% il differenziale nel costo del gas naturale per i settori ad alta intensità d'uso di gas naturale (siderurgia, ceramica, piastre, fonderie, carta) in Italia rispetto ai principali paesi europei.
- ◆ Nonostante queste differenze, il costo *cif* di approvvigionamento del gas italiano appare in linea con (se non inferiore a) quello riscontrato nei principali paesi europei.
- ◆ Parte del differenziale tra i prezzi del gas tra paesi europei può essere spiegato da diverse caratteristiche strutturali derivanti dalla lunghezza delle reti di trasporto, ma anche da fenomeni di concorrenza “*interfuel*” più forte in alcuni paesi europei rispetto ad altri (ad esempio a causa del maggior utilizzo di combustibili nucleari e di carbone nella generazione elettrica).
- ◆ In ogni caso, larga parte del differenziale tra i prezzi finali italiani e quelli europei sembra possa essere, almeno in parte, spiegato dal potere di mercato esercitabile dall'operatore dominante sul mercato della vendita.

Dall'esame dei dati si evince che i prezzi finali praticati da Eni nel periodo 2000-I trimestre 2003 sono risultati stabilmente inferiori di quelli degli altri operatori nazionali per le tipologie di utenze industriali e termoelettriche.

- ◆ I prezzi medi praticati a clienti industriali dagli operatori diversi da Eni sono stati in media, lungo l'intero periodo di riferimento, superiori del 9% rispetto a quelli dell'*incumbent*.
- ◆ I prezzi medi praticati alle aziende termoelettriche da operatori diversi da Eni sono stati in media, lungo l'intero periodo di riferimento, superiori del 4,2% rispetto a quelli dell'operatore *incumbent*.
- ◆ Eni ha venduto a Plurigas, Edison, Dalmine e Energia, a partire dall'ottobre 2001, gas a valere sui propri contratti *take or pay* (cosiddette “vendite innovative”) gravato da un *mark-up* sostanziale. Questi operatori, pertanto, hanno avuto una partenza ad *handicap* della loro attività commerciale nella vendita di gas, disponendo (tranne che nel caso di Edison) unicamente di gas più caro di quello del loro principale concorrente.

- ◆ La circostanza che, nonostante tale divario nei costi di approvvigionamento (e nei prezzi all'ingrosso praticati), questi operatori abbiano trovato sbocchi commerciali per il proprio gas, è un effetto negativo dei tetti sul gas immesso di cui all'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00.

Nel segmento delle vendite di gas ad usi civili, si è reso necessario un intervento temporaneo di regolazione al fine di minimizzare i rischi di aumenti incontrollati dei prezzi per il consumatore finale

- ◆ A più di un anno dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda, il fenomeno di *switching* fra i clienti del mercato civile può dirsi del tutto trascurabile. Di fatto, praticamente tutti i piccoli utenti sono rimasti vincolati al loro fornitore tradizionale e i prezzi di vendita al consumatore finale non hanno ancora manifestato una tendenza al ribasso.
- ◆ L'assenza di contendibilità nell'ambito del mercato civile ha fatto sì che nemmeno la riduzione delle componenti di costo regolate relative al trasporto e allo stoccaggio fosse trasferita ai clienti finali.
- ◆ Si è dunque reso necessario un intervento transitorio di regolazione, finalizzato a progredire il controllo sul prezzo di vendita al consumatore finale, così da poter trasferire al consumatore medesimo sia le riduzioni dei costi infrastrutturali operate, sia parte degli sconti che sono emersi sul mercato all'ingrosso.
- ◆ Nel determinare il livello delle nuove condizioni economiche di vendita del gas, si è scelto di lasciare alle imprese di vendita al dettaglio una parte dei margini che scaturiscono dagli sconti sul prezzo di vendita all'ingrosso; ciò al fine di evitare che eccessive pressioni su alcuni fornitori di materia prima a monte finissero per riportare ad Eni, che, come ha mostrato l'analisi, presenta un costo d'approvvigionamento inferiore a quello della concorrenza, anche le quote di mercato che è stata costretta a perdere a causa dell'imposizione dei tetti antitrust.
- ◆ L'azione di regolazione della tariffa in un mercato liberalizzato non può, tuttavia, che configurarsi come palliativo rispetto a provvedimenti più incisivi di stimolo alla concorrenza, anche – e soprattutto – attraverso misure in grado di aumentare la pluralità delle fonti di approvvigionamento, che costituirebbero il naturale completamento del processo avviato con il decreto legislativo n. 164/00

5.5 Obiettivi e possibili misure di intervento

Alla luce delle criticità concorrenziali appena elencate, di seguito si fornisce una lista, certo non esaustiva, delle possibili misure che si ritiene siano da assumere per raggiungere l'obiettivo di un efficace confronto competitivo sia nella fase a monte dell'approvvigionamento di gas naturale, sia, di conseguenza, in quella a valle della vendita finale (cosiddetta *gas to gas competition*), attraverso una crescita adeguata delle infrastrutture e di condizioni di accesso idonee a sostenere il confronto competitivo, lo sviluppo di un mercato sufficientemente liquido del gas e l'ingresso di nuovi operatori indipendenti nell'approvvigionamento di gas a condizioni competitive.

A) NUOVE INFRASTRUTTURE

L'analisi ha indicato l'indispensabilità, e l'urgenza, della realizzazione di nuove opere infrastrutturali nell'approvvigionamento di gas naturale. In tal senso, l'ingresso a medio termine (2007-2008) nella fase dell'approvvigionamento di operatori stranieri di grandi dimensioni e in grado di attivare nuove fonti di gas: Exxon Mobil e Qatar Petroleum (GNL rigassificato presso il terminale di Rovigo) e British Gas (GNL rigassificato presso il terminale di Brindisi) è un elemento che favorisce gli sviluppi auspicati.

La realizzazione dei terminali appare una misura auspicabile dal momento che rende possibile un importante incremento e diversificazione dell'offerta e inoltre consente, in particolare con riferimento alla quota della nuova capacità di rigassificazione non soggetta a riserva a favore degli investitori, forme di approvvigionamento flessibili, coerenti con lo sviluppo di mercati liquidi del gas, e che possono determinare ingressi di breve periodo non caratterizzati dalle rigidità legate alla clausola *take or pay*.

Attualmente i progetti relativi alla costruzione dei due terminali di rigassificazione di GNL di Brindisi e Rovigo presentano alcuni aspetti critici che possono condizionarne la realizzazione o il rispetto della tempistica. Nel caso della realizzazione del terminale di Rovigo, la recente richiesta del Ministero dell'Ambiente di procedere ad una nuova valutazione di impatto ambientale dopo la decisione di raddoppio della capacità di rigassificazione dell'impianto determinerà un ritardo nei tempi inizialmente previsti, ma potrebbe anche avere conseguenze sugli impegni degli investitori.

Al fine di realizzare i nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas si ritiene necessario un rapido recepimento della nuova direttiva 2003/55/CE e, in tale ambito, l'adozione di disposizioni che assicurino un carattere incentivante per la realizzazione delle nuove infrastrutture e procedure semplificate per i processi autorizzativi. In particolare, con riferimento alla previsione di deroghe al principio dell'accesso regolato per le nuove iniziative nell'approvvigionamento di gas, si ritiene che le condizioni stabilite dalla direttiva 2003/55/CE (all'articolo 22) risultino soddisfatte nel caso di investimenti realizzati da operatori nuovi entranti o comunque non dominanti.

Tale equilibrio tra incentivo al nuovo investimento da un lato, e stimolo a condotte competitive dall'altro, sarà inoltre ricercato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'ambito della definizione dei criteri relativi alle modalità di allocazione della quota di nuova capacità destinata a terzi e non riservata ai soggetti che sostengono l'onere dei nuovi investimenti.

E' necessario anche che venga attivata e promossa una stretta collaborazione tra autorità di regolazione, o se necessario tra Governi e istituzioni europee, finalizzata sia al raggiungimento di accordi con i paesi extra UE sia alla definizione di un quadro regolatorio, il più possibile chiaro e armonizzato, tale da incentivare la realizzazione delle infrastrutture, anche al di fuori del territorio comunitario.

B) POTENZIAMENTI INFRASTRUTTURE ESISTENTI E CAPACITY RELEASE

L'ingresso di nuovi operatori può essere consentito nell'immediato anche da misure di *capacity release* e di potenziamenti dei gasdotti internazionali da parte di Eni. Tali infrastrutture possono essere rinforzate in tempi brevi e con costi ridotti, mettendone a disposizione le capacità aggiuntive a soggetti diversi, e consentendo un approvvigionamento indipendente di gas da parte di *traders* in grado di contrattare direttamente con i fornitori esteri.

Il potenziamento appare più facilmente realizzabile sul gasdotto TTPC, grazie: (i) alla possibilità tecnica che sembrerebbe sussistere di aumentare la capacità di trasporto con limitati investimenti; (ii) all'esistenza di rapporti già perfezionati tra il fornitore Sonatrach ed alcuni *shippers*; (iii) alla circostanza che gli *shippers* abbiano già sottoscritto contratti *ship or pay* a lungo termine a valere sulla nuova capacità. Quanto al TAG, il potenziamento appare necessario per garantire il rafforzamento del grado di interconnessione con il mercato europeo. Anche per le nuove capacità derivanti da potenziamenti, occorre assicurare attraverso la regolazione o specifici accordi tra Governi e istituzioni l'effettiva possibilità di accessi trasparenti e non discriminatori, e regole armonizzate tra paesi.

L'analisi svolta ha indicato come il rischio dell'emergere di una cosiddetta "bolla gas" sia da ridimensionare notevolmente. Ciò consente di concludere che non siano accettabili, sul piano concorrenziale, le giustificazioni addotte da Eni a supporto del rinvio dell'annunciato potenziamento dei gasdotti TAG e TTPC in caso di realizzazione contestuale dei terminali di rigassificazione. Al contrario, tale rinvio, nei tempi e nelle modalità seguite, conferma l'anomalia concorrenziale connessa al controllo delle infrastrutture internazionali di trasporto da parte di Eni.

Entrambi i potenziamenti sono dunque opere necessarie a garantire nei prossimi anni la sicurezza del sistema e la pluralità di offerta, e vanno articolati secondo una tempistica coerente con lo sviluppo dei terminali di GNL, la cui realizzazione, come già anticipato, sta subendo ritardi rispetto ai programmi. Affinché si sviluppi un mercato concorrenziale occorre tuttavia che tali opere non siano tarate sul soddisfacimento della domanda prevista, ma assicurino un livello adeguato di flessibilità nell'offerta di gas.

C) CREAZIONE DI UN INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR

Appare necessario eliminare ogni residua possibilità, in capo all'impresa *incumbent*, di influenzare il risultato concorrenziale nel mercato della vendita con comportamenti opportunistici nei segmenti monopolistici (trasporto internazionale, trasporto nazionale e stoccaggio).

Con riferimento alle infrastrutture internazionali di trasporto di gas, l'analisi svolta ha evidenziato la criticità rappresentata dalla posizione di Eni nell'assetto di controllo delle società estere proprietarie delle infrastrutture e/o nella disponibilità quasi esclusiva dei relativi diritti di transito.

La soluzione preferibile in un'ottica di promozione della concorrenza sarebbe prevedere una separazione proprietaria completa tra le attività di vendita sul mercato nazionale e quelle di trasporto internazionale.

Nell'assetto attuale, e limitandosi ai due gasdotti dai quali è possibile importare in maniera indipendente da Eni quantitativi di gas significativi, assume rilievo la circostanza che il gasdotto TAG, che insiste sul territorio austriaco, sia già di proprietà di una società austriaca, e il gasdotto TTPC, in territorio tunisino, sia già di proprietà di una società detenuta dallo Stato tunisino. Nel caso austriaco la società TAG non ha sostanziali limiti temporali per l'utilizzo dell'infrastruttura; nel caso tunisino, invece, come è noto, per TTPC esiste un limite fissato al 2019.

D'altro canto, a rendere difficile il raggiungimento di tali esiti concorrenziali, contribuisce la circostanza che si tratta di infrastrutture che, oltre che insistere in alcuni casi su ter-

ritori su cui non si applica la direttiva comunitaria, appaiono intimamente connesse ai contratti *take or pay* sottoscritti da Eni negli anni passati, e, dunque, logicamente collegati all'attività di vendita realizzata dall'operatore *incumbent*.

Come soluzione di *second best*, pertanto, si potrebbe procedere quanto prima all'identificazione di un percorso normativo (ad esempio in sede di recepimento della direttiva 2003/55/CE) che porti, nel medio termine, ad una gestione meno opaca, da parte di Eni, dei gasdotti internazionali, assicurando condizioni di accesso trasparente e non discriminatorio.

È ovvio che, nel più lungo periodo, la realizzazione di una pluralità di infrastrutture di importazione alternative, anche via tubo, a quelle esistenti controllate da Eni, tenderebbe a rendere progressivamente meno problematico questo aspetto.

Con riferimento al permanere di un assetto verticalmente integrato di Eni nelle fasi di trasporto nazionale e stoccaggio, oltre alla ricordata possibilità di influenzare l'esito della concorrenza sui mercati della vendita con comportamenti di tipo opportunistico difficilmente monitorabili, assume rilevanza il fatto che tale impresa possa gestire l'intera flessibilità del sistema gas nazionale (flessibilità dei contratti *take or pay*, flessibilità degli stoccaggi, flessibilità nell'uso della capacità di trasporto, gestione del Punto di Scambio Virtuale), oltre che a proprio vantaggio, anche a detrimento della concorrenza.

Si auspica, pertanto, la cessione da parte di Eni delle quote di capitale sociale detenute in Snam Rete Gas e dell'intera partecipazione detenuta in Stogit. Esito di tale processo dovrebbe essere la creazione di un *Independent System Operator* (ISO) che detiene e gestisce le infrastrutture di trasporto e di stoccaggio. Questa misura sembra necessaria, inoltre, per superare i problemi regolatori e competitivi connessi alla verifica delle condotte delle attuali società (Snam Rete Gas e Stogit) rispetto ai terzi, e per la corretta creazione di incentivi al potenziamento delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio.

Con riferimento allo stoccaggio, inoltre, si potrebbero adottare misure volte all'accelerazione delle procedure per la concessione di nuovi siti e/o alla cessione forzosa di siti esistenti.

Un ISO non avrebbe alcun motivo di porre in atto manovre opportunistiche finalizzate a ridurre i volumi di gas concorrenti trasportati sulla rete (teoricamente possibile nella situazione attuale in cui Snam Rete Gas è controllata da Eni). Tale soggetto indipendente potrebbe inoltre essere titolato ad eseguire, nell'interesse del Paese, importanti opere infrastrutturali per il trasporto del gas, anche al di fuori dei confini nazionali: in questo caso, sarebbe naturalmente preferibile la soluzione che prevede che tale società sia un

soggetto mosso da finalità pubblicistiche, in modo da garantire la massima trasparenza in merito sia agli investimenti infrastrutturali che alle decisioni relative all'accesso alla rete da parte di soggetti terzi. In particolare modo, le decisioni in merito agli investimenti potrebbero così anche considerare orizzonti temporali che possono essere in certi casi troppo estesi per essere congruenti con le scelte autonome di soggetti privati. Snam Rete Gas, svincolata dalla proprietà dell'Eni e opportunamente ristrutturata come ISO, potrebbe essere il soggetto deputato ad assumere questo ruolo.

In una prospettiva di più lungo periodo, la creazione di un ISO potrebbe, inoltre, incentivare l'avvio di un mercato dello stoccaggio e del trasporto del gas in grado di fare dell'Italia un *hub* mediterraneo continentale competitivo, in concorrenza con quelli nord europei, così da rendere liquida e realmente indipendente l'offerta di gas a livello nazionale e permettere, in alternativa alla situazione attuale, lo sviluppo di flussi bidirezionali in grado di rafforzare l'inserimento del mercato italiano del gas nel mercato europeo, spingendo l'operatore dominante a misurarsi in un contesto competitivo più ampio.

D) MERCATO CENTRALIZZATO DEGLI SCAMBI (“BORSA GAS”)

Coerente con la creazione di un ISO, nei modi descritti, è la definizione di regole per la partenza di un mercato centralizzato degli scambi di gas e capacità seguendo le fasi recentemente definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (deliberazione n. 22/04). Lo sviluppo del mercato deve però andare di pari passo con la realizzazione di condizioni di maggiore pluralità nell'approvvigionamento di gas. L'ISO gestirebbe la piattaforma su cui gli operatori potrebbero scambiare gas e capacità di trasporto e determinare prezzi che influenzerebbero anche le contrattazioni bilaterali.

Lo sviluppo di un mercato centralizzato degli scambi, sia di gas, sia della necessaria capacità di trasporto, appare una misura in grado di creare, dal lato della domanda, una categoria di rivenditori grossisti di gas caratterizzati da perfetta omogeneità nel costo marginale di acquisto del gas da rivendere agli utenti finali (rappresentato dal “prezzo di borsa”). Tale mercato, inoltre, dal lato dell'offerta, impedirebbe l'effetto di segmentazione connesso all'utilizzo di modalità di approvvigionamento *take or pay*, e opererebbe nella direzione di incentivare, da parte degli approvvigionatori, l'uso di tutta la flessibilità contrattuale possibile al fine di realizzare profitti soddisfacendo con politiche aggressive quote crescenti di domanda.

Solo una borsa sufficientemente liquida, tuttavia, consentirebbe di creare una frattura tra il disincentivo a competere da parte degli approvvigionatori, che fronteggiano solo costi fissi connessi al contratto *take or pay*, e l'incentivo a catturare margini di profitto su quote crescenti di clientela da parte dei soggetti *retailers* aventi uguale costo marginale di acquisto

del gas in borsa. E' dunque evidente che rimane centrale, anche nel caso di avvio di una borsa, il profilo connesso sia al volume di gas scambiato in borsa, sia al potere di mercato che dal lato dell'offerta potrebbe essere esercitato dai soggetti approvvigionatori di gas.

Questa considerazione lega fortemente il successo del mercato centralizzato del gas al successo delle misure finalizzate alla creazione di una pluralità di approvvigionamenti indipendenti sopra evidenziate.

E) MISURE DI GAS RELEASE O CONTRACT RELEASE

Sebbene i maggiori benefici in termini concorrenziali siano da ascrivere all'ingresso di nuovi operatori indipendenti in grado di attivare nuove fonti competitive di gas, una ulteriore misura, necessaria nell'immediato, in attesa della realizzazione delle nuove infrastrutture e del potenziamento di quelle esistenti, ed idonea a sostenere la nascita di nuovi soggetti industriali nella vendita finale, è rappresentata dalla cessione, da parte dell'operatore dominante, di un certo quantitativo di gas, per un congruo numero di anni, e a condizioni prossime a quelle di costo di approvvigionamento (cosiddetto *gas release*).

Se il *gas release* determina la cessione di volumi di gas di Eni a costi assai prossimi ai suoi costi di approvvigionamento, e senza che l'*incumbent* predetermini a chi e quanto cedere, è ragionevole ipotizzare che a valle delle cessioni si possano ingenerare fenomeni di concorrenza su clienti serviti attualmente da Eni. È necessario, inoltre, evitare un eccessivo frazionamento dei partecipanti alla procedura di allocazione, così da creare concorrenti di Eni di dimensione tale da rappresentare una alternativa effettiva all'operatore dominante.

Attualmente l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nell'ambito del procedimento di inottemperanza alla decisione Snam-Blugas del novembre 2002, sta definendo con Eni quantità e modalità di un *gas release* relativo al periodo 2004-2008.

Un'ulteriore forma di *gas release*, qualora le verifiche di tipo tecnico e di opportunità in termini di sicurezza del sistema diano esito favorevole, può essere rappresentata inoltre dallo smobilizzo di volumi consistenti di gas attualmente immobilizzati nei siti di stoccaggio da Eni al fine di garantire la possibilità di sostenere punte di consumo eccezionali che si realizzano statisticamente assai di rado (cosiddetto *pseudo working gas*).

Quanto alla possibilità di ridurre strutturalmente la posizione di Eni nell'approvvigionamento di gas naturale, attraverso una sorta di *contract release* sui *take or pay* esistenti, si tratta di una possibilità che si può concretizzare solo a seguito di uno specifico intervento normativo (ad esempio in sede di recepimento della direttiva 2003/55/CE).

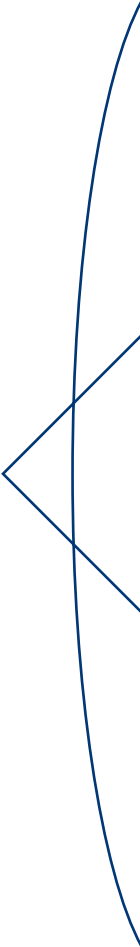
F) MISURE A FAVORE DELLA PRODUZIONE NAZIONALE

La produzione nazionale di gas, sebbene prevista in calo nei prossimi anni, se gestita da terzi potrebbe invece avere un ruolo nel favorire stimoli concorrenziali. Occorre pertanto prevedere ulteriori misure a favore di nuovi investimenti in attività di esplorazione, ricerca, e sfruttamento in sicurezza dei giacimenti delle riserve nazionali, in particolare intervenendo ad eliminare la complessità dei processi autorizzativi, anche attraverso iniziative congiunte tra i vari soggetti interessati, al fine di garantire ogni sforzo per la massimizzazione del contributo della produzione nazionale.

Possono essere inoltre considerate misure di carattere normativo volte a cedere a terzi parte delle concessioni di coltivazione attualmente detenute da Eni, quale forma alternativa o complementare di *contract release*, o almeno l'obbligo di vendere a terzi la produzione a bocca di pozzo a condizioni prossime a quelle del costo di approvvigionamento.

Allegati

Provvedimenti
di avvio e chiusura
dell'indagine
conoscitiva



Autorità garante della concorrenza e del mercato: provvedimento di avvio dell'indagine conoscitiva*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 20 febbraio 2003;

SENTITO il Relatore Professor Michele Grillo;

VISTO l'art. 12, comma 2, della legge 10 ottobre 1990, n. 287, ai sensi del quale l'Autorità può procedere a indagini conoscitive di natura generale nei settori economici nei quali l'evoluzione degli scambi, il comportamento dei prezzi od altre circostanze facciano presumere che la concorrenza sia impedita, ristretta o falsata;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217 e, in particolare, l'art. 17, relativo alle indagini conoscitive di natura generale;

VISTA la delibera adottata in data 20 febbraio 2003 dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con cui la stessa ha avviato un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

CONSIDERATI i seguenti elementi:

1. I processi di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, innescati dalle direttive comunitarie 96/92/CE e 98/30/CE, si sono avviati nel nostro paese a seguito dei due Decreti Legislativi n. 79/99, relativo all'energia elettrica e n. 164/2000, relativo al gas naturale. A quasi quattro anni dall'avvio della liberalizzazione dei settori energetici, tuttavia, il processo attuativo di quelle norme non appare completato. Sono stati, inoltre, recentemente approvati¹, o sono nella forma di proposta, provvedimenti normativi a livello nazionale di integrazione e/o modifica del quadro normativo di riferimento. Essi dovranno anche tenere conto delle nuove direttive comunitarie relative ai settori dell'energia elettrica e del gas, sui cui si è raggiunta una intesa tra i Paesi membri il 25 novembre 2002.

2. Ad inizio 2003, i mercati potenzialmente concorrenziali della generazione di energia elettrica e dell'approvvigionamento di gas naturale (fase a monte) e della vendita ai clien-

* Provvedimento n. 11737 pubblicato sul Bollettino n. 8/2003. Avvio dell'indagine conoscitiva sull'energia elettrica e il gas naturale.

¹ Si tratta della legge 12 dicembre 2002 n. 273, *Nuove misure per favorire l'iniziativa economica e lo sviluppo della concorrenza*, in GU n. 293 del 14 dicembre 2002 e del Disegno di legge n. 3297, *Riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione di rifiuti radioattivi*.

ti liberi di energia elettrica e di gas naturale (fase a valle) non appaiono ancora avere assunto una configurazione pienamente competitiva, sotto il profilo sia della struttura dell'offerta sia delle condizioni di prezzo.

3. In questo quadro appare opportuno effettuare una indagine conoscitiva volta ad una approfondita analisi delle linee di tendenza che interessano i mercati energetici, con particolare riferimento anche ai comportamenti delle imprese *incumbent* ex monopoliste ed agli effetti che da questi possono derivare sull'assetto concorrenziale dei mercati in corso di liberalizzazione.

Tutto ciò premesso e considerato;

DELIBERA

di procedere, ai sensi dell'art. 12, comma 2, della legge n. 287/90, a un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

Il presente provvedimento verrà pubblicato sul Bollettino di cui all'art. 26 della legge n. 287/90.

IL SEGRETARIO GENERALE

Rita Ciccone

IL PRESIDENTE

Giuseppe Tesauro

Autorità garante della concorrenza e del mercato: provvedimento di chiusura settore gas naturale*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 17 giugno 2004;

SENTITO il Relatore Professor Michele Grillo;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO, in particolare, l'articolo 12, comma 2, della legge citata, ai sensi del quale l'Autorità può procedere a indagini conoscitive di natura generale nei settori economici nei quali l'evoluzione degli scambi, il comportamento dei prezzi od altre circostanze facciano presumere che la concorrenza sia impedita, ristretta o falsata;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217 e, in particolare, l'articolo 17, relativo alle indagini conoscitive di natura generale;

VISTO il proprio provvedimento del 20 febbraio 2003, con il quale l'Autorità ha deciso di procedere, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, della legge n. 287/90, a un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

VISTA la delibera adottata in data 20 febbraio 2003 dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con cui la stessa ha avviato un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

VISTO l'allegato al presente provvedimento, contenente il testo conclusivo, elaborato congiuntamente da questa Autorità e dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, dell'indagine sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale;

CONSIDERATO che la complessità dei temi trattati e la specificità di alcuni elementi analizzati impongono la trattazione del settore del gas naturale separatamente da quello dell'energia elettrica;

DELIBERA

di procedere alla chiusura dell'indagine conoscitiva con riferimento al settore del gas naturale.

Il presente provvedimento verrà pubblicato sul Bollettino di cui all'articolo 26 della legge n. 287/90.

IL SEGRETARIO GENERALE

Rita Ciccone

IL PRESIDENTE

Giuseppe Tesaurò

* Provvedimento n. 13267 pubblicato sul Bollettino n. 25/2004.

Autorità garante della concorrenza e del mercato: provvedimento di chiusura settore energia elettrica*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 9 febbraio 2005;

SENTITO il Relatore Professor Giuseppe Tesaro;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO, in particolare, l'articolo 12, comma 2, della legge citata, ai sensi del quale l'Autorità può procedere a indagini conoscitive di natura generale nei settori economici nei quali l'evoluzione degli scambi, il comportamento dei prezzi od altre circostanze facciano presumere che la concorrenza sia impedita, ristretta o falsata;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217 e, in particolare, l'articolo 17, relativo alle indagini conoscitive di natura generale;

VISTO il proprio provvedimento del 20 febbraio 2003, con il quale l'Autorità ha deciso di procedere, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, della legge n. 287/90, a un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

VISTA la delibera adottata in data 20 febbraio 2003 dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con cui la stessa ha avviato un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

VISTO l'allegato al presente provvedimento, contenente il testo conclusivo, elaborato congiuntamente da questa Autorità e dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, dell'indagine sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica;

CONSIDERATO che relativamente al settore del gas naturale l'indagine è stata conclusa con provvedimento del 17 giugno 2004;

DELIBERA

di procedere alla chiusura dell'indagine conoscitiva con riferimento al settore dell'energia elettrica.

Il presente provvedimento verrà pubblicato sul Bollettino di cui all'articolo 26 della legge n. 287/90.

IL SEGRETARIO GENERALE

Rita Ciccone

IL PRESIDENTE

Giuseppe Tesaro

* Provvedimento n. 14031 pubblicato sul Bollettino n. 6/2005.

Autorità per l'energia elettrica e il gas: delibera di avvio indagine conoscitiva

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 20 febbraio 2003,

PREMESSO CHE:

- ◆ l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità), ai sensi dell'articolo 3 del regolamento, approvato con delibera del 30 maggio 1997, n. 61/97, recante disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione dei propri provvedimenti, può disporre l'avvio di un'istruttoria conoscitiva al fine di verificare se sussistano le condizioni per interventi di competenza, avvalendosi a tale scopo delle prerogative di cui all'articolo 2, comma 22, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) per svolgere, anche con la collaborazione di altre amministrazioni e di imprese, l'esame e la valutazione delle questioni e dei casi oggetto della medesima istruttoria;
- ◆ l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha assunto in data 20 febbraio 2003 la decisione di procedere, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, della legge 10 ottobre 1990, n. 287, a un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

VISTI:

- ◆ la legge n. 481/95 recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità;
- ◆ la direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- ◆ la direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- ◆ il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- ◆ il decreto legislativo 22 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- ◆ altre norme nazionali di modifica e integrazione del quadro legislativo di riferimento, tra cui in particolare si citano: la legge 12 dicembre 2002, n. 273, recante nuove misure per favorire l'iniziativa economica e lo sviluppo della concorrenza; e il disegno di legge C 3297 recante disposizioni in materia di riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoc-

caggio e vendita di GPL e di gestione di rifiuti radioattivi, attualmente all'esame della Commissione X Attività produttive della Camera dei deputati in sede referente;

- ♦ Visto il documento "Proposta di delibera per l'avvio di istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas" (PROT.AU/03/025);

CONSIDERATO CHE:

il processo di liberalizzazione dei settori di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas come definito, in attuazione delle direttive europee, rispettivamente, dal decreto legislativo n. 79/99 e dal decreto legislativo n. 164/00 e da altre norme nazionali, non è ancora stato completato in alcuni elementi qualificanti e non ha dato luogo a livelli di apertura del mercato alla concorrenza tali da determinare gli attesi incrementi di efficienza e di riduzione degli oneri per i clienti finali;

RITENUTO opportuno che allo scopo di acquisire elementi e informazioni utili per la definizione di eventuali interventi necessari alla promozione della concorrenza nei settori di competenza, l'Autorità avvii un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas;

RITENUTO opportuno che l'istruttoria sia condotta anche prevedendo forme di coordinamento con l'indagine conoscitiva citata in premessa e avviata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato;

Su proposta del Direttore generale

DELIBERA

1. Di avviare un'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione;
2. Di prevedere che gli uffici dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità):
 - a) conducano ogni attività necessaria, al fine di acquisire dati, documenti e informazioni utili per gli scopi di cui al punto precedente;
 - b) possano costituire gruppi di lavoro informali con la partecipazione di soggetti interessati e di formazioni associative che ne rappresentino gli interessi allo scopo di definire aspetti con particolari contenuti tecnici o specialistici;
3. Di avvalersi, per alcuni aspetti della presente istruttoria conoscitiva, qualora lo si ritenga necessario e nei modi opportuni, anche di apporti esterni;
4. Di pubblicare il presente provvedimento nel sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it);
5. Di dare mandato al Presidente e al Direttore generale per le altre azioni a seguire.

Autorità per l'energia elettrica e il gas: delibera di chiusura settore gas naturale*

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 17 giugno 2004

VISTI:

- ◆ la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- ◆ la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 maggio 1997, n. 61/97, recante disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione dei propri provvedimenti, ai sensi del quale l'Autorità può disporre l'avvio di un'istruttoria conoscitiva al fine di verificare se sussistano le condizioni per interventi di competenza;
- ◆ la delibera dell'Autorità 20 febbraio 2003, n. 13/03, recante avvio di istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas;
- ◆ il provvedimento IC 22 adottato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in data 20 febbraio 2003, con cui la medesima ha avviato un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;
- ◆ l'allegato A¹ al presente provvedimento, contenente il testo conclusivo, elaborato congiuntamente da questa Autorità e dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dell'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale;

CONSIDERATO che sono state completate le sole attività inerenti il settore del gas naturale;

RITENUTO che sia necessario:

- ◆ procedere alla diffusione degli esiti dell'istruttoria relativamente al solo settore del gas naturale, al fine di fare il punto sullo stato di attuazione del processo di liberalizzazione del medesimo settore e di individuare obiettivi e possibili misure di intervento;
- ◆ dare implementazione all'esito dell'istruttoria, e in particolare alle misure di intervento in essa proposte, dando mandato all'Area gas e al Servizio legislativo e legale affinché formulino proposte per l'attuazione di tali misure.

* Chiusura dell'istruttoria conoscitiva congiunta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sullo stato della liberalizzazione del settore del gas avviata con la deliberazione 20 febbraio 2003, N. 13/03.

¹ Il riferimento riguarda il testo dell'indagine pubblicato a pag. 156 del presente volume.

DELIBERA

- ◆ Di chiudere l'istruttoria conoscitiva con riferimento al settore del gas naturale avviata con delibera 20 febbraio 2003, n. 13/03, mediante l'acquisizione del documento allegato al presente provvedimento (Allegato A) di cui forma parte integrante e sostanziale;
- ◆ Di dare mandato al dott. ing. Claudio di Macco e al dott. Antonio Molteni, nelle loro rispettive posizioni di direttore dell'Area gas e di direttore del Servizio legislativo e legale, affinché formulino proposte per l'attuazione delle misure di intervento indicate nel documento allegato al presente provvedimento (Allegato A);
- ◆ Di pubblicare il presente provvedimento e il testo di cui all'Allegato A nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Autorità per l'energia elettrica e il gas: delibera di chiusura settore energia elettrica*

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 9 febbraio 2005

VISTI:

- ◆ la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- ◆ la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 maggio 1997, n. 61/97, recante disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione dei propri provvedimenti;
- ◆ la delibera dell'Autorità 20 febbraio 2003, recante avvio di istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas (di seguito: deliberazione n. 13/03);
- ◆ il provvedimento IC 22 adottato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito: l'Antitrust) in data 20 febbraio 2003, con cui la medesima ha avviato un'indagine conoscitiva riguardante lo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;
- ◆ la deliberazione 17 giugno 2004, concernente chiusura dell'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas avviata con la deliberazione n. 13/03;
- ◆ il documento "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica", contenente il resoconto, predisposto congiuntamente dagli Uffici dell'Autorità e dell'Antitrust, dell'attività conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica (di seguito: Resoconto).

Considerato che:

- ◆ il Resoconto evidenzia una situazione di funzionamento del mercato dell'energia elettrica caratterizzata da elementi di grave criticità, quali sinteticamente:
 - a. la permanenza di un operatore attivo nella produzione di energia elettrica che risulta dotato di elevato potere di mercato unilaterale nelle diverse zone geografiche in cui è articolato il mercato dell'energia elettrica, ovvero la probabile esistenza di dominanza collettiva in almeno una delle predette zone;

* Delibera n. 19/05. Chiusura dell'istruttoria conoscitiva congiunta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica avviata con la deliberazione 20 febbraio 2003, N. 13/03.

- b. l'acclarata possibilità del singolo operatore dominante di aumentare il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso nel sistema delle offerte, in quanto operatore indispensabile al soddisfacimento della domanda zonale;
- ◆ le conclusioni del Resoconto portano a ritenere che vi sia la necessità di adottare misure sia sul piano strutturale che sul piano della promozione di un'offerta competitiva, nonché di valutare eventuali interventi di repressione di condotte di esercizio del potere di mercato unilaterali o collettive; ciò al fine di contribuire, anche in forma coordinata tra l'Autorità e l'Antitrust, ciascuna nell'ambito delle rispettive competenze, a rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nel settore dell'energia elettrica.

Ritenuto:

- ◆ necessario procedere alla pubblicazione del Resoconto anche al fine di dare ampia informazione circa le condizioni strutturali e di funzionamento del mercato dell'energia elettrica;
- ◆ di condividere gli esiti e le linee di intervento riportati nel Resoconto, come orientamenti per le future azioni nel settore elettrico per la promozione e la tutela della concorrenza;
- ◆ opportuno sviluppare, per quanto attiene la parte riguardante l'Autorità, le linee di intervento di cui al precedente alinea in termini di misure e segnalazioni, dando mandato ai Direttori della Direzione energia elettrica e della Direzione legislativo e legale dell'Autorità di formulare proposte, coerenti con quanto individuato nelle conclusioni del Resoconto, per l'individuazione e l'attuazione delle predette misure ovvero per la predisposizione di segnalazioni;
- ◆ opportuno promuovere un protocollo di collaborazione tra l'Autorità e l'Antitrust in materia di promozione e di tutela della concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas, dando mandato al Direttore generale dell'Autorità di formulare una proposta di detto protocollo, ricercando forme di cooperazione con gli Uffici dell'Antitrust e potendosi avvalere di un gruppo di lavoro congiunto cui partecipano, in rappresentanza dell'Autorità, dirigenti della medesima da designarsi a cura del Direttore generale

DELIBERA

1. di chiudere l'istruttoria conoscitiva avviata con delibera 20 febbraio 2003, n. 13/03, con specifico riferimento al settore dell'energia elettrica, mediante l'acquisizione agli atti dell'Autorità e la condivisione dei relativi esiti del documento di resoconto dell'"Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica" allegato al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di dare mandato al Direttore della Direzione energia elettrica dell'Autorità ed al Direttore della Direzione legislativo e legale dell'Autorità, affinché formulino propo-

ste, coerenti con quanto individuato nelle conclusioni dell'Allegato A, per l'attuazione delle misure di intervento di competenza dell'Autorità o per segnalazioni agli organismi competenti;

3. di promuovere la predisposizione di un protocollo di collaborazione tra l'Autorità e l'Antitrust in materia di promozione e di tutela della concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas, dando mandato al Direttore generale dell'Autorità di formulare una proposta di detto protocollo, ricercando forme di cooperazione con gli Uffici dell'Antitrust e potendosi avvalere di un gruppo di lavoro congiunto cui partecipano, in rappresentanza dell'Autorità, dirigenti della medesima da designarsi a cura del Direttore generale;
4. di pubblicare il presente provvedimento nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

***Autorità garante
della concorrenza e del mercato***

maggio 2005

Redazione

Ufficio Documentazione e Biblioteca
Piazza Verdi n. 6/A - 00198 Roma - Tel. (06) 858211



***Pubblicazioni della
Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria
Via Po, 14 - 00198 Roma - Tel. 06/85981***

Direttore Responsabile

Mauro Masi

Stampa e diffusione

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A.
Stabilimento Salario - Roma
