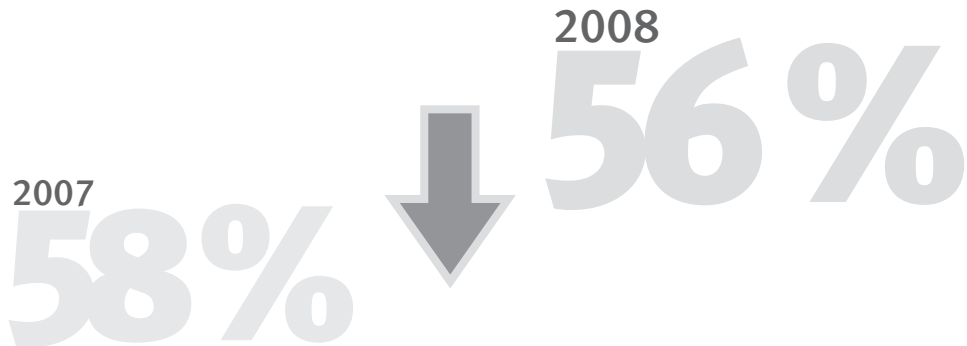


4

Mercato del gas

DI MASSIMO BECCARELLO E ANDREA VILLA



Per quantificare i miglioramenti competitivi nel settore gas abbiamo suddiviso il nostro lavoro nelle diverse fasi della filiera di produzione. Andremo quindi ad analizzare la fase di *upstream* (cioè la fase dell'approvvigionamento e trasporto del gas naturale) e la fase di *downstream*, cioè la vendita del gas naturale agli utilizzatori finali.

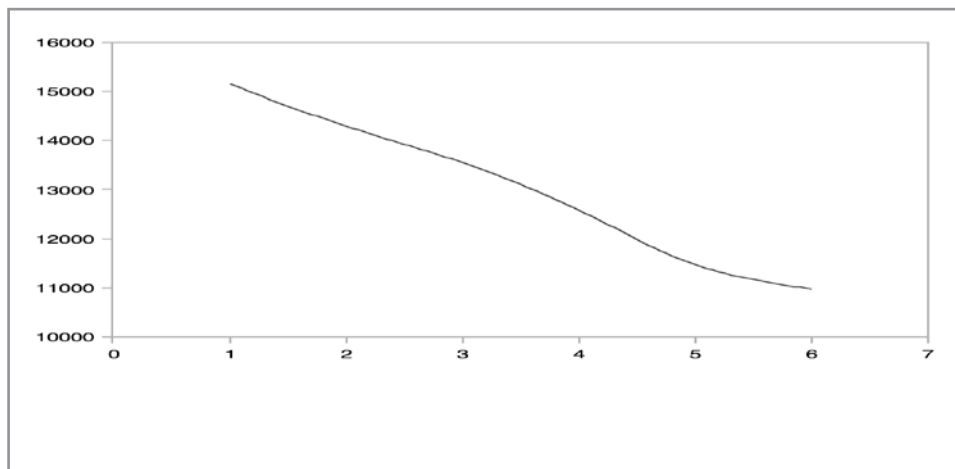
Approvvigionamento di gas naturale

Il segmento *upstream* dell'offerta di gas naturale è composto da due attività: produzione nazionale e importazione di gas naturale dall'estero.

La prima modalità riguarda lo sfruttamento dei giacimenti nazionali. Come è possibile notare dalla Figura 1 il peso di questa modalità di approvvigionamento è in continua diminuzione visto che i giacimenti nazionali si stanno esaurendo e le imprese operanti nella filiera non hanno sono riuscite a sfruttare i le limitate riserve che ancora esistono nel territorio nazionale.

FIGURA 1

Andamento della produzione nazionale di gas nel periodo 2001-2006. Dati in milioni di metri cubi



Fonte: rielaborazione su dati Aeeg

Nel segmento della produzione nazionale l'operatore dominante mantiene stabile la sua quota di mercato, la quale è rimasta superiore all'80 per cento per tutto il periodo 2000-2006. Date le condizioni strutturali che caratterizzano il sempre minore peso della produzione nazionale riteniamo difficile che da questa attività possano nascere degli stimoli al processo di liberalizzazione.

TABELLA 1

Quote di mercato nella produzione nazionale (2000-2006)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Eni	88	88	87.4	89.7	83.1	84.1	84.4
Edison	12	12	8.4	8.1	8	7.9	6.8
Altri	0	0	4.2	2.2	8.9	8	8.8

Fonte: rielaborazione Aeeg

La riduzione dei quantitativi di gas naturale estratto in territorio italiano ha portato all'utilizzo sempre più consistente della seconda modalità di approvvigionamento: le importazioni, le quali hanno ormai raggiunto i 72,6 miliardi di metri cubi (Gmc) annui. Infatti, anche se nel 2006 la domanda italiana di gas si è leggermente contratta, le importazioni sono cresciute del 5,4 per cen-

to e a oggi rappresentano l'87,5 per cento del gas naturale utilizzato in Italia (Tabella 2).

TABELLA 2

Produzione, importazione e consumi finali di gas (2000-2006)

	2000	2002	2003	2004	2005	2006
Produzione Nazionale	16.6	14.3	13.6	13	11.5	10.4
Importazione	58.8	58.1	62.04	67.2	72.6	77.6
Variazione scorte+Perdite di rete	5.8	2.4	-0.3	0.9	0.7	-2.7
Vendite e consumi	69.6	70	76.3	79.3	83.4	77.3

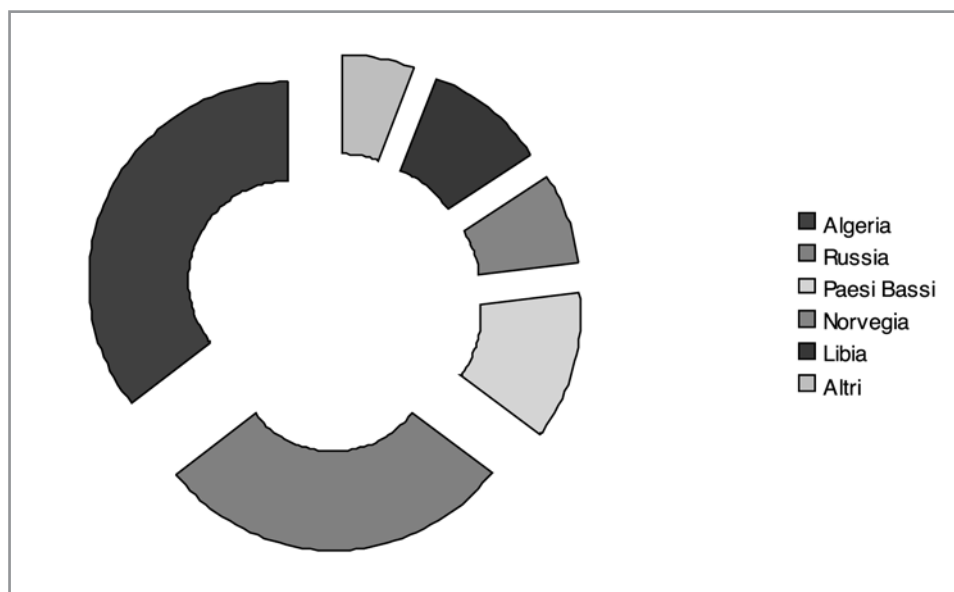
Fonte: Rielaborazione AeeG

I 77,6 Gmc di gas naturale importati in Italia nel 2006 hanno avuto una provenienza del tutto simile a quella del 2005. Infatti l'87,9 per cento è di provenienza extra-Ue (Figura 2). Rispetto al 2005 il 2006 ha visto la riduzione della quota di importazione da Algeria, Russia e Norvegia mentre ha visto un incremento particolarmente marcato nelle importazioni dalla Libia (+3,8 per cento).

Quindi il gas consumato in Italia proviene per la gran parte da paesi che distano migliaia di chilometri dall'Italia come ad esempio i giacimenti russi della

FIGURA 2

Importazioni di gas nel 2006 secondo il paese di provenienza (%)



Fonte: AeeG

penisola di Yamal. Date le elevate distanze il mezzo di trasporto utilizzato è il gasdotto, che permette la migliore performance in termini di costo. I gasdotti che collegano l'Italia ai giacimenti esteri sono stati costruiti nei decenni passati quando il mercato del gas naturale non era stato ancora liberalizzato. Infatti, in quegli anni, importatori ed esportatori erano imprese monopoliste integrate verticalmente di natura pubblica. Siccome poi la costruzione di gasdotti richiede un esborso finanziario molto elevato e dà vita a problematiche di *lock in*, la vendita internazionale di gas è sempre avvenuta tramite la stipula di contratti a lungo termine con clausola di indicizzazione dei prezzi e con clausola di *take or pay*. L'unione di questi due strumenti rende possibile un'efficiente distribuzione del rischio. Infatti, con la clausola *take or pay* il rischio quantità viene sopportato interamente dall'acquirente mentre, con la clausola di indicizzazione dei prezzi, il venditore si assume interamente il rischio di prezzo visto che esso viene indicizzato al prezzo dei prodotti energetici sostitutivi del gas naturale come l'olio combustibile e l'energia elettrica.¹ Grazie a questa complessa metodologia contrattuale è stato possibile ottimizzare l'investimento in gasdotti visto che essi hanno sempre operato con quantitativi vicini alla piena saturazione.²

Guardando congiuntamente le Tabella 3 e 4 possiamo vedere che la logica dei contratti a lungo termine è ancora presente nel contesto italiano. Infatti, la Tabella 4 mostra come il numero di contratti attivi per durata nominale e residuale sia per la gran parte superiore ai 10 anni.³ Quindi, ancora oggi, le importazioni italiane non avvengono grazie a transazioni spot ma grazie a contratti pluriennali con clausola *take or pay*. Il perdurare di questa situazione porta così a una limitazione della competizione nel campo dell'importazione. Tale situazione è mostrata nella Tabella 3, la quale mostra la capacità ri-

TABELLA 3

Capacità di trasporto di tipo continuo, standard giornaliero per punto d'entrata (Mmc)

	Conferibile	Conferita	Disponibile	Quota conferita/ conferibile
Passo Gries	57.5	57.5	0	100.00%
Tarvisio	100.9	85.3	15.6	85.40%
Mazara del Vallo	85.1	80.4	4.7	94.50%
Gorizia	2	0.9	1.1	45.00%
Gela	25.6	25.6	0	100.00%
Totale	271.1	249.7	21.4	92.10%

Fonte: Rielaborazione Aeeg

TABELLA 4

Struttura dei contratti attivi nel 2006

Durata	Per durata intera (%)	Per durata residua (%)
1 anno	4	3.6
Tra 1 e 5 anni	8	7.6
Tra 5 e 10 anni	1	5.7
Tra 10 e 15	5	34.6
Tra 15 e 20	14	18.6
Oltre 20	68	29.9

Fonte: Rielaborazione Aeeeg

cettiva dei cinque punti di ingresso italiani e delle loro quantità conferite. La grande quantità di contratti *take or pay* in essere fa sì che nei punti di ingresso non vi siano grandi possibilità per i nuovi operatori di importare un maggiore quantitativo di gas visto che la capacità conferita è pari al 92,1 per cento della capacità disponibile. La mancanza di *spare capacity* limita il miglioramento della competizione nel settore dell'approvvigionamento. Aggiungendo il fatto che la produzione nazionale è in continuo declino, il mercato del gas italiano necessita di maggiori investimenti nel campo delle infrastrutture affinché si dispieghi una vera e propria competizione. Infatti i nuovi concorrenti, non potendo stipulare nuovi contratti, sono costretti ad acquistare i quantitativi necessari dall'ex monopolista (Eni) attraverso delle compravendite prima della frontiera italiana.⁴ Per migliorare la competizione è quindi necessario sviluppare la capacità d'importazione della nostra rete. Su questo punto alcuni miglioramenti sono stati fatti visto che la capacità giornaliera nei cinque punti di ingresso è stata aumentata da 251,1 a 271,1 milioni di metri cubi (Mmc) giornalieri grazie agli investimenti a Tarvisio, Mazara del Vallo e Gela. Grazie a questi investimenti è stato poi possibile migliorare la competizione ma la situazione rimane critica visto che i consumi futuri di gas sono destinati ad aumentare, soprattutto a causa dell'impiego di gas nella generazione elettrica.

È dunque necessario il miglioramento della capacità ricettiva italiana attraverso il potenziamento delle infrastrutture esistenti e la realizzazione di nuovi impianti. Come si può evincere dalla Tabella 5, numerosi sono i progetti attivati per il miglioramento delle strutture esistenti e per la costruzione di nuovi gasdotti, i quali potrebbero dare vita ad un incremento della capacità di importazione pari a 47 Gmc annui. Bisogna tuttavia notare che le reti di gasdotti hanno una limitazione fondamentale dato che una volta costruite possono collegare l'Italia con un solo paese esportatore. Negli ultimi due anni si è compreso come tale costrizione possa portare degli elementi di instabilità all'interno del sistema gasiero italiano, visto che il paese esportatore può inter-

TABELLA 5

Progetti di ampliamento della rete di gasdotti

Progetti su gasdotti esistenti	Capacità nominale potenziamento (Gm3/anno)	Previsione inizio esercizio
Algeria- Italia	3.2	1 aprile 2008
Ulteriore potenziamento Algeria-Italia	3.3	1 ottobre 2008
TAG	3.3	1 ottobre 2008
Ulteriore potenziamento TAG	3.2	non fornita
Libia-Italia	2	non fornita
Progetti di nuovi gasdotti	Capacità nominale potenziamento (Gm3/anno)	Previsione inizio esercizio
IGI	10	2011
GALSi	10	2011
TAP	10	2010
Interconnectirol	2	non fornita

Fonte Aeeg

rompere la fornitura di gas per ragioni non necessariamente di carattere economico. Per tale ragione esiste un forte esigenza di differenziazione delle fonti e delle modalità di approvvigionamento. L'unica vera alternativa per superare questo impasse è la creazione di una rete di rigassificatori. Ad oggi è attivo il solo rigassificatore di Panigaglia con una capacità di 13 Mmc giornalieri. La Tabella 6 mette in luce come numerosi progetti, per una capacità totale di 243 Gmc annui, siano stati presentati. Questi progetti hanno una capacità teorica di molto superiore alle esigenze italiane. Quindi bisogna sperare che almeno una parte vengano effettivamente attuati nel prossimo futuro e che quindi vengano superate le remore ambientaliste spesso eccessive che ne hanno finora rallentato la realizzazione.

Data la situazione infrastrutturale, è da attendersi il permanere delle limitazioni all'importazione di gas naturale che hanno caratterizzato lo scarso grado di contendibilità del mercato. Come però possiamo osservare nella Tabella 7 alcuni miglioramenti sono stati possibili, soprattutto grazie alla regolazione asimmetrica imposta dal decreto Letta che prevedeva l'introduzione di tetti antitrust dell'operatore dominante. Rispetto al 2002 (di fatto l'anno dell'avvio effettivo del processo di liberalizzazione), nel 2006 abbiamo visto un'impor-

TABELLA 6

Nuovi terminali Gnl in progetto

Progetto	Società	Capacità
Porto Levante offshore (ro)	Terminale GNL Adriatico (Edison 10%, Exxon Mobil 45%, Qatar Terminal Limited 45%)	8
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Terminal (Endesa Italia – Amga – Asa 51%, OLT Energy Toscana 49%)	3.75
Rosignano	EDISON – BP – Solway	88
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (49% CrossGas; 25,5% Sorigenia; 25,5% Iride)	12
Taranto	Gas Natural Internacional	8
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8
Trieste offshore	Endesa Italia	88
Porto Empedocle	Nuove Energie (Enel 99%)	8
Rada di Augusta	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	fino a 12

Fonte: Aeeg

tante riduzione degli indici Hhi e Cr4. In particolare si può notare come l'indice di Hhi si sia ridotto di 733 punti mentre l'indice di Cr4 di 4 punti. Quindi si può concludere che nonostante il segmento dell'*upstream* non sia particolarmente concorrenziale, alcuni passi in avanti sono stati fatti. Tale risultato appare in linea con la gran parte degli altri paesi europei, i quali hanno pure mostrano elevati gradi di concentrazione nel segmento delle importazioni. Questo risultato non deve però sorprendere. Infatti il settore del gas naturale è sempre stato caratterizzato nella maggioranza dei paesi europei da strutture di mercato con monopoli verticalmente integrati. È lo sviluppo della concorrenza a far sorgere delle rimostranze, vista la mancanza di terzietà della proprietà della rete. La direttiva europea ha imposto una separazione strutturale; ma, come si può vedere dalla Tabella 8, non tutti i paesi dell'Unione Europea si sono adattati a questa imposizione: la direttiva richiede almeno una separazione legale.

TABELLA 7

Quote di mercato nell'importazione (2002-2006)

Operatore	2002 (%)	2003 (%)	2006 (%)
Eni Gas & Power	71	61.5	65.4
Enel Trade	13.6	14.5	12.3
Edison Gas	7.5	9.4	9.4
Plurigas	3.4	4.9	4.1
Energia	1.37	1.9	
Gaz de france		0.9	2.6
Dalmine Energia	1	0.9	0.9
Gas Natural Vendita Italia		0.6	0.4
Eni divisione Agip	0.06		
Energas	0.4		
Altri	1.13	5.4	4.9
HHI	5298.44	4139.62	4565.36
Cr4	95.5	90.3	91.2

Fonte: Aeg

La teoria economica ha messo in luce che la migliore tipologia di *unbundling* è quella proprietaria. Infatti, è la tipologia di separazione che meglio recepisce i segnali di mercato che spingono verso un incremento della capacità infrastrutturale. Per migliorare il contesto regolatorio, il nuovo pacchetto di direttive energetiche in discussione al Parlamento Europeo cerca di creare una migliore uniformità e prevede due possibilità sole possibilità di *unbundling*:

- 1) separazione proprietaria;
- 2) gestore di sistema indipendente (Iso).

Inoltre, il nuovo pacchetto assegna maggiore rilievo ai servizi di stoccaggio, proponendo una maggiore separazione delle strutture. Nel contesto europeo, la creazione di un vero mercato comunitario del gas naturale richiede una certa simmetria nelle tipologie di *unbundling*, in maniera tale che non sia possibile, per alcune imprese, sfruttare vantaggi derivanti da asimmetrie regolatorie. Tutto ciò richiede che il soggetto che possiede la rete di trasporto non operi nelle fasi di produzione e vendita. In linea teorica le due tipologie identificate dal nuovo pacchetto di direttive portano agli stessi vantaggi. Bisogna però dire che la metodologia del gestore di sistema indipendente non è facilmente attuabile perché può determinare problematiche di *governance*. Affinché il gioco competitivo non venga falsato, si richiede che tale simmetria di legislazione sia rispettata anche dagli Stati esterni all'Unione Europea. È per tale ragione che potranno sorgere delle contestazioni relative all'assenza di reciprocità.

TABELLA 8

Grado di apertura dei mercati europei e modello di unbundling

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

	Switching factor (2006)			N° imprese con almeno il 5%
	L	M	S	
Austria	7.4	0.5	0.6	2
Francia				2
Germania				5
Italia	3.5	3.3	0.7	3
Spagna	25	25	7	4
Uk			18.2	7

Fonte: Commissione Europea

Stoccaggio

Il nuovo pacchetto di direttive riconosce la centralità dello stoccaggio per la creazione di una vera competizione all'interno dei singoli mercati nazionali. Esistono principalmente due tipologie di stoccaggio:

- 1) stoccaggio di base, il quale viene utilizzato durante la stagione invernale, cioè quando il consumo di gas è maggiore. La sua principale caratteristica è costituita dalla presenza di elevati livelli di *working gas* e un lento declino della capacità giornaliera di punta durante la fase di erogazione;
- 2) stoccaggio di punta il quale è utilizzato per periodi di tempo limitati durante la stagione invernale per far fronte ai picchi di richiesta giornaliera. In generale il suo utilizzo è limitato (15-50 giorni) visto che la disponibilità di *working gas* è inferiore rispetto a quello degli stoccaggi di base e il declino della punta giornaliera, durante la fase di erogazione, è piuttosto accentuato.

A seconda della tipologia di sito di stoccaggio utilizzato, essi possono essere suddivisi in:

- 1) convenzionali quando utilizzano giacimenti esauriti o semi-esauriti;

- 2) semiconvenzionali quando utilizzano giacimenti a olio o acquiferi;
- 3) speciali quando utilizzano miniere di carbone o in cavità saline.

Secondo il decreto Letta l'attività di stoccaggio è svolta su concessione del ministero dell'Industria per un periodo non superiore a 20 anni da soggetti che dimostrino di possedere le capacità tecniche, economiche e organizzative (art.11.1). L'Italia ha adottato soluzioni regolatorie all'avanguardia rispetto alle previsioni della direttiva europea 2003/55/CE. Infatti, l'attività di trasporto e dispacciamento è soggetta a separazione societaria da tutte le altre attività della filiera a eccezione dall'attività di stoccaggio. Quest'ultima, peraltro, è soggetta a separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e separazione societaria da tutte le altre attività del gas (art. 21). Inoltre il decreto Letta ha permesso l'accesso a terzi in base a tariffe regolamentate dall'Aeeg. Chi è titolare di una concessione deve fornire i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti che ne facciano richiesta ove vi sia disponibilità tecnica, fisica ed economica.

La formulazione di un Third Party Access (Tpa) è di primaria importanza in quanto lo stoccaggio di gas italiano è un quasi monopolio, visto che Stogit de-

TABELLA 9

Disponibilità di stoccaggio nel periodo 2004-2006

	2006		2005		2004	
	Milioni di GJ al giorno per la punta	Milioni di mc standard	Milioni di GJ al giorno per la punta	Milioni di mc standard	Milioni di GJ al giorno per la punta	Milioni di mc standard
Spazio per stoccaggio strategico	200.9	5100	199.3	5110	194.7	5110
Spazio per stoccaggio di modulazione, minerario e bilanciamento	327.2	8318	303.1	7779	278.4	7308
Disponibilità di punta	6	152.1	8.345	214	8.9	218

Fonte: Aeeg

TABELLA 10

Numero di contratti stipulati dalle società di stoccaggio 2002-2006

	Anno termico 2005-2006		Anno termico 2006-007	
	Numero operatori	Capacità (Gj)	Numero operatori	Capacità (Gj)
Stogit	34	290550000	43	315226000
Edison Stoccaggi	7	12397483	9	12102934

	Anno termico 2004-005		Anno termico 2003-2004	
	Numero operatori	Capacità (Gj)	Numero operatori	Capacità (MGj)
Stogit	29	289060000	23	272.7
Edison Stoccaggi	5	9784924	5	9.6

	Anno termico 2002-2003	
	Numero operatori	Capacità (MGj)
Stogit	13	268.6
Edison Stoccaggi	4	9.9

Fonte: Aeeg

tiene quasi il 98 per cento della capacità disponibile. La situazione è peggiorata dal fatto che Stogit è totalmente controllata dall'operatore verticalmente integrato, Eni.

In linea teorica possiamo considerare temporaneamente le infrastrutture di stoccaggio italiane come *essential facility* visto che le strutture geologiche adatte sono presenti nel territorio italiano e sono accessibili sul piano economico, ma richiedono un periodo di implementazione dai 7 agli 8 anni, e quindi, se anche iniziasse immediatamente l'attività di messa in opera di queste formazioni geologiche, i benefici per le imprese concorrenti non sarebbero presenti prima di questo lungo periodo di tempo. Per tale ragione nei prossimi anni non saremo di fronte alla situazione ideale di una *storage to storage competition* simile alla realtà presente negli Stati Uniti.

Per l'anno 2006 il volume a disposizione del *working gas* è stato pari a 13,4 Gmc di cui 5,1 Gmc sono stati destinati allo stoccaggio strategico, come richiesto dalla normativa italiana nel campo degli approvvigionamenti extracomunitari; mentre gli stoccaggi minerari per la modulazione e bilanciamento operativo sono stati pari a 8,3 Gmc. La disponibilità di punta giornaliera in erogazione è 152 Mmc standard. Le capacità messe a disposizione da Stogit

sono state pari a 13,08 Gmc. Rispetto al 2005 vi è stato un aumento di 530 Mmc. Di questi 13,08 Gmc, 7,89 Gmc sono stati utilizzati per la modulazione e lo stoccaggio minerario, 0,11 Gmc per il bilanciamento operativo e 5,1 per la riserva strategica.

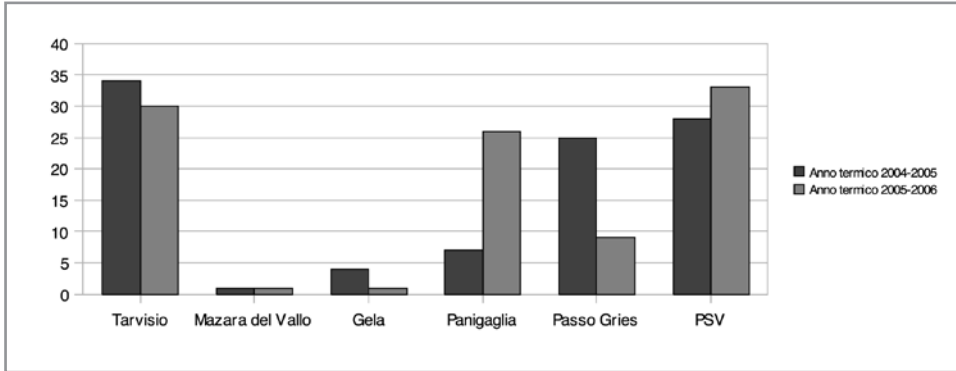
Le imprese operanti nello stoccaggio in Italia sono Stogit ed Edison Stoccaggi. I volumi movimentati da Stogit sono stati pari a 12,3 Gmc di cui 9 in erogazione e 3,3 in iniezione fornendo capacità di stoccaggio per 42 soggetti. Edison Stoccaggi ha messo a disposizione nel 2006-2007 *working gas* per 340 Mmc per un numero totale di clienti pari a 9. L'hub di Edison ha movimentato gas naturale, nell'anno termico 2006-2007, per 618 Mmc, di cui 322 in iniezione e 295 in erogazione. Edison Stoccaggi, a oggi unico concorrente a Stogit, ha a disposizione due soli siti: Collato e Cellino, i quali permettono uno stoccaggio soprattutto di base; gestiti, in base alla normativa vigente, in maniera indifferenziata.

La situazione concorrenziale nel settore degli stoccaggi non è delle migliori. Per tale ragione sono state formulate istanze per la concessione di nuovi siti che riguardano giacimenti di gas esauriti e falde acquifere. In base a progetti proposti al ministero delle Attività produttive l'unica novità rispetto al 2005 è la richiesta per il sito di Sinarca che è stata approvata e assegnata a Gas Plus Storage Srl (60 per cento) ed Edison Stoccaggio (40 per cento). Questo nuovo giacimento non permette però il soddisfacimento totale dei bisogni di capacità di stoccaggio del sistema Italia. Appare pertanto necessario uno snellimento delle procedure di attribuzione di nuova capacità e l'implementazione delle modalità alternative allo stoccaggio per il soddisfacimento dell'obbligo di bilanciamento. Un esempio è il miglioramento del punto di scambio virtuale (Psv), il quale, però, richiede un miglioramento della capacità di stoccaggio. Se guardiamo ai soggetti che hanno utilizzato il Psv vediamo che il loro numero è continuato ad aumentare con gli anni, superando ormai le 50 unità. Dal novembre 2006 è caduta la limitazione di utilizzo del Psv alle sole imprese di trasporto. È quindi ora possibile la costituzione di *traders*. In prospettiva questo potrà portare a conseguenze molto importanti visto che potranno nascere delle *merchant companies* "all'americana" che potranno dare vita ad un maggiore livello competitivo nella fase di trasporto, distribuzione e stoccaggio. In generale le transazioni sul Psv sono aumentate raggiungendo il 34 per cento del totale movimentato come mostrato in figura 3.

Bisogna però ammettere che tali livelli sono ancora limitati ed è quindi necessario un miglioramento in questo segmento, in maniera tale che i segmenti di *upstream* e di *downstream* possano migliorare la loro struttura competitiva.

FIGURA 3

Ripartizione dei volumi scambiati nei punti di entrata e sul Psv



Fonte: Rielaborazione su dati Aeeg

Struttura della vendita

Nella fase *downstream* troviamo principalmente due attività: distribuzione e vendita. Come si può ben capire l'attività di distribuzione si trova in una situazione di monopolio naturale dato che la duplicazione delle reti è anti-economica. Per tale ragione il decreto Letta ha imposto una separazione netta tra attività di vendita e distribuzione, la quale deve essere concessa mediante gara d'appalto per un periodo massimo di 12 anni. La fase di vendita invece non si trova in una situazione di monopolio naturale, e quindi è possibile e auspicabile la creazione di una vera competizione tra i diversi operatori. Per facilitare la competizione in questo importante segmento di mercato il decreto Letta ha inserito un *cap* alle vendite per singolo operatore, le quali, infatti, non devono superare il 61 per cento della quota di mercato. Come mostrato nella Tabella 11, grazie a questo tetto antitrust negli ultimi anni abbiamo assistito a una riduzione di diversi punti degli indici di concentrazione dei grossisti.

Questo risultato, oltre a essere frutto dei tetti antitrust, dipende anche dal processo di concentrazione dei grossisti alla ricerca delle possibili economie di scala.

Come possiamo notare dalla Tabella 12 la riduzione del numero di venditori nell'ultimo anno è stata pari al 12,06 per cento. La riduzione del numero di distributori ha permesso di conseguenza l'incremento del volume unitario medio pari a 10,31 per cento anche se i volumi venduti si sono ridotti dell'1,63 per cento. Quindi la fase di *downstream* è la fase della filiera dove la competizione ha avuto gli effetti maggiori.

TABELLA 11

Quote di mercato dei grossisti (2002-2006)

	2002	2005	2006
Eni Gas & Power	65.3	52.5	45
Enel Trade	16.2	13.91	13.89
Edison Gas	8.6	10.5	5.08
Plurigas	3.8	2.9	2.64
Aem Trading	1.78	2	0.79
Energia	0.657	1.84	
Gaz de france		1.41	1.78
Blumet		1.31	1.11
Dalmine Energia	0.617		1.11
Edison Energia	0.459		
Altri	2.587	13.63	28.6
HHI	4625.81	3265.26	3074.92
Cr4	93.9	79.81	66.61

Fonte: Aeg

Conclusioni: scheda riassuntiva

Per considerare i progressi compiuti dal mercato del gas naturale rispetto al 2007 (su dati 2005) abbiamo ricostruito l'indice di liberalizzazione utilizzato l'anno precedente.

L'indice è composto da tre elementi che cercano di spiegare il grado di liberalizzazione raggiunto dalle singole fasi della filiera produttiva.

Il primo elemento cerca di riassumere il livello competitivo raggiunto nella fase di *upstream*, cioè la fase di approvvigionamento del gas naturale. Come per l'anno precedente, utilizziamo una media pesata di due indicatori: nume-

TABELLA 12

Evoluzione in numero e dimensione media dei venditori (2002-2006)

	2002	2003	2004	2005	2006	Var 2005 – 2006 (%)
Numero di operatori	504	432	353	257	226	-12.06
Volumi venduti	26.6	33	31.4	24.5	24.1	-1.63
Volume unitario medio	53	76	89	97	107	10.31

Fonte: Aeg

ro di imprese sul totale che hanno più del 5 per cento della quota di approvvigionamento e il complemento dell'indice Cr3. Essendo l'approvvigionamento di gas naturale uno dei fattori più rilevanti si è ritenuto necessario mantenerne il peso relativo pari al 50 per cento dell'indice totale.

Il secondo elemento, di peso pari al 30%, è dato dallo *switching factor*. Non essendo più disponibile il dato inglese abbiamo ipotizzato un mantenimento del trend in corso negli anni passati.

Il terzo elemento è rappresentato invece dalla metodologia di *unbundling*. Infatti, maggiore è il grado di separazione della rete maggiore è la probabilità che si sviluppino degli investimenti, i quali sono necessari per migliorare la competizione nel mercato.

Come benchmark continuiamo ad utilizzare la Gran Bretagna. Nel 2006, il Regno Unito aveva 7 imprese con almeno il 5 per cento del mercato, e il più basso valore dell'indice Cr3, pari a 39.

Il caso italiano vede una situazione stabile per quanto riguarda il primo e il terzo componente dell'indice di liberalizzazione. Infatti, il numero di imprese che hanno una quota di mercato nella fase di *upstream* superiore al 5 per cento è rimasto pari a 3: Eni, Enel ed Edison. Inoltre, il valore di Cr3 non ha subito variazioni di rilievo visto che è avvenuta una compensazione di quote di mercato tra le prime tre imprese del settore. Anche la metodologia di *unbundling* è rimasta invariata, non essendo intervenute variazioni normative che abbiano dato vita a forme di separazione proprietaria tra operatore dominante e rete. Il secondo elemento dell'indice, il quale riprende il grado di liberalizzazione della clientela finale, ha invece subito una battuta d'arresto. Infatti il grado di *switching factor* annuale dei grandi consumatori è passato dal 23 per cento del 2005 al 3 per cento del 2006, raggiungendo un valore cumulato, dal momento dell'apertura della concorrenza, superiore al 50% per cento. Se confrontiamo però questo dato con il benchmark inglese se ne ricava una figura con luci e ombre. Infatti, nel Regno Unito già nel 2003 il grado di *switching factor* era superiore al 50 per cento. Quindi l'Italia paga, in questo momento, una minore concorrenza nell'ultimo stadio della catena produttiva.

Il risultato finale conduce a un indice di liberalizzazione pari al 56 per cento, in diminuzione rispetto al 58 per cento raggiunto l'anno precedente. Le ragioni che portano a tale contrazione, pure non significativa, del 2 per cento sono da addebitarsi alla riduzione dello *switching factor* dei grandi consumatori di gas rispetto ai dati precedenti. Infatti le altre componenti restano quasi invariate. Per esempio l'approvvigionamento di gas ha visto una riduzione dell'indice di Hhi di 700 punti in solo quattro anni.

Si può quindi concludere affermando che i principali beneficiari della liberalizzazione sono stati i grandi e medi utilizzatori di gas, mentre i piccoli non hanno finora colto a pieno le grandi potenzialità che la liberalizzazione ha reso possibili.

Settore: Gas naturale

Benchmark: Regno Unito

Indicatore	Peso (%)	Sottoindicatori	Peso (%)	Punteggio parziale (%)	Punteggio (%)
Concentrazione dell'offerta nell'approvvigionamento	50	Imprese con almeno il 5% di capacità sul totale	40	43	52,8
		(100-CR3)	60	59,3	
Switching factor	30				52
Modello di unbundling	20				70
Valutazione complessiva				56	

NOTE

1. La clausola di indicizzazione prevede generalmente una parte fissa ed una parte variabile. La parte variabile risente delle variazioni dei prezzi dei prodotti energetici. Per ogni prodotto sostitutivo si considerano diverse componenti come ad esempio l'ampiezza dell'aggiustamento e il lag temporale tra variazione del prezzo del prodotto sostitutivo e prezzo di cessione del gas naturale.
2. L'utilizzo efficiente del gasdotto è di fondamentale importanza visto che con elevati quantitativi si riduce sia il costo finanziario dell'operazione sia il costo marginale attraverso un impiego più efficiente delle centrali di spinta.
3. L'83,1 per cento dei contratti ancora in essere ha una durata residua maggiore ai 10 anni (Tabella 4)
4. L'ex monopolista è obbligato a effettuare queste cessioni visto che non può importare gas per più del 75 per cento del fabbisogno nazionale, per ragioni antitrust.