

La tavola 3.8 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2008-2009.

Rispetto alle capacità<sup>2</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente, si registrano aumenti di capacità conferibile in quasi tutti i punti di ingresso della rete nazionale interconnessi con l'estero. Con l'eccezione di Gorizia e di Passo Gries, infatti, in tutti gli altri punti si evidenzia una crescita dello spazio disponibile. In particolare, come riportato nella comunicazione sulle capacità di trasporto che il Ministero dello sviluppo economico effettua ai sensi dell'art. 3, comma 10, del decreto legislativo n. 164/00:

- per le capacità del punto di entrata di Mazara del Vallo l'incremento della capacità di trasporto sino a 99,0 M(m<sup>3</sup>)/giorno è avvenuto gradualmente nel periodo compreso tra ottobre 2008 e aprile 2009, termine entro il quale si è realizzato il completamento del metanodotto Montalbano-Messina;
- nel punto di entrata di Gela, in relazione all'entrata in esercizio dei potenziamenti di rete Rende-Tarsia e Tarsia-Morano, a partire da aprile 2009 si registra un incremento della capacità di trasporto da 25,6 a 28,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno;
- nel punto di entrata di Tarvisio si registra un incremento della capacità di trasporto in relazione all'entrata in esercizio dei potenziamenti delle centrali di Istrana e

Malborghetto. In particolare, da ottobre 2009 si avrà un incremento nella capacità di trasporto da 101,0 a 107,0 M(m<sup>3</sup>)/giorno.

Complessivamente la capacità conferibile è passata da 276,5 M(m<sup>3</sup>)/giorno del precedente anno termico a 289,8 M(m<sup>3</sup>)/giorno, evidenziando un aumento del 4,8%.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2008-2009 mostrano come, all'inizio dell'anno termico, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 95,2% a 64 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2009 la medesima quota sale al 95,6%.

Nella tavola 3.8 non è riportato il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, la società GNL Italia, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. Secondo quanto indicato nella comunicazione del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2008-2009 la capacità di rigassificazione del terminale è pari a 6 M(m<sup>3</sup>)/anno corrispondenti a 172 approdi.

TAV. 3.8

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	59,4	59,4	0,0	100,0
Tarvisio	101,0	97,8	3,2	96,8
Mazara del Vallo <sup>(A)</sup>	99,0	93,2	5,8	94,2
Gorizia <sup>(B)</sup>	2,0	0,0	2,0	0,0
Gela <sup>(A)</sup>	28,4	25,6	2,8	90,1
<b>TOTALE</b>	<b>289,8</b>	<b>276,0</b>	<b>13,8</b>	<b>95,2</b>

**Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia**

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2008-2009

(A) Capacità disponibile a partire da aprile 2009.

(B) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

<sup>2</sup> È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas valuta i quantitativi massimi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.9 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi 5 anni termici, a partire dal 2010-2011, complessivamente a 26 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2009-2010, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Ai consueti 5 punti di entrata della rete nazionale dal prossimo anno termico si aggiunge anche quello di Cavarzere;

esso è il punto di collegamento con il nuovo terminale di rigassificazione di GNL di proprietà della società Terminal GNL Adriatico, di prossima entrata in funzione nel tratto di mare Adriatico prospiciente Rovigo. La società ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della Direttiva europea 55/03/CE (vedi il paragrafo "Terminali di GNL"). Perciò la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

TAV. 3.9

**Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2009-2010 al 2014-2015**  
M(m<sup>3</sup>) standard per giorno

ANNO TERMICO	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PUNTI DI ENTRATA			GORIZIA	CAVARZERE
			PASSO GRIES	GELA			
<b>2009-2010</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4	
Capacità conferita	87,9	81,6	52,4	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	19,1	17,5	7,0	6,5	2,0	0,0	
<b>2010-2011</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4	
Capacità conferita	90,4	87,8	52,2	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	16,6	11,2	7,2	6,5	2,0	0,0	
<b>2011-2012</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4	
Capacità conferita	89,7	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	17,3	11,2	8,6	6,5	2,0	0,0	
<b>2012-2013</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4	
Capacità conferita	89,7	86,6	48,8	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	17,3	12,4	10,6	6,5	2,0	0,0	
<b>2013-2014</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4	
Capacità conferita	78,9	85,4	45,1	21,9	0,0	26,4	
Capacità disponibile	28,1	13,6	14,3	6,5	2,0	0,0	
<b>2014-2015</b>							
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4	
Capacità conferita	78,5	85,3	21,2	21,9	0,0	21,0	
Capacità disponibile	28,5	13,7	38,2	6,5	2,0	5,4	

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2008-2009 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (cosiddetto *working gas*) pari a circa 13,9 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.10).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m<sup>3</sup>), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre

2001) sulla base: dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti; della situazione delle infrastrutture di importazione; dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 8,8 G(m<sup>3</sup>).

La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, è pari complessivamente a circa 152 M(m<sup>3</sup>) standard.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009 sono riportati nella tavola 3.11. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2008-2009, tenuto conto della capacità incrementale messa a disposizione da Stogit nel giugno 2008, sono ammontate a circa 13,5 G(m<sup>3</sup>), equivalenti a circa 532,8 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard. Rispetto all'anno termico 2007-2008, tenuto conto delle riduzioni di capacità intervenute nello stesso anno in relazione a problemi autorizzativi connessi

con l'esercizio in sovrappressione del campo di Settala, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,3 G(m<sup>3</sup>).

Dei 13,5 miliardi messi a disposizione da Stogit, 8,3 G(m<sup>3</sup>) (pari a circa 328 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione e minerario, 0,11 G(m<sup>3</sup>) (circa 4 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m<sup>3</sup>) alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2008-2009 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 43 operatori: 41 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 9 quello strategico) e 2 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2007 sono risultati pari a circa 13,6 G(m<sup>3</sup>), di cui 7,8 in erogazione e 5,9 in iniezione. Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2008-2009 sono ammontate a circa 0,4 G(m<sup>3</sup>). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 15: 14 utenti del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

	M(GJ)	M(m <sup>3</sup> ) STANDARD <sup>(A)</sup>
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	346,9	8.818
<b>TOTALE</b>	<b>547,8</b>	<b>13.918</b>
Disponibilità giornaliera di punta per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 M(GJ)/giorno	152,3 M(m <sup>3</sup> )/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m<sup>3</sup>.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.10

**Disponibilità di stoccaggio in Italia**

IMPIANTI DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2007-2008		ANNO TERMICO 2008-2009	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>
Stogit	36	319.533.000	43	332.615.000
Edison Stoccaggio	10	14.172.000	14	14.322.968

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m<sup>3</sup> standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.11

**Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi**

Spazio relativo ai servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.12 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione per nuovi siti di stoccaggio da parte del

Ministero dello sviluppo economico, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde.

TAV. 3.12

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2009	PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m <sup>3</sup> )	PUNTA M(m <sup>3</sup> )/giorno	SITUAZIONE
Alfonsine (RA)	Stogit		1.550	10,0	Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali. Si valuta l'opportunità di utilizzare il campo per riserva strategica.
Bordolano (CR-BG)	Stogit		1.440	12,5/20	Autorizzato; dopo la risoluzione di un contenzioso sulle tariffe con l'Autorità, è stato presentato un programma di riavvio dei lavori con modifiche, alcune delle quali hanno ottenuto un parere tecnico favorevole dal competente Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia.
San Potito - Cotignola (RA)	Edison Stoccaggio (90%), Blugas Infrastrutture (10%)		915	7,2	Autorizzato nell'aprile 2009.
Cornegliano (LO)	Ital Gas Storage		590/1.010	16,5	In fase autorizzativa; ha ottenuto nel luglio 2008 parere favorevole del gruppo istruttore della Commissione VIA; in attesa della Conferenza dei Servizi.
Cugno Le Macine - Serra Pizzuta (MT)	Geogastock		742	7	In fase autorizzativa; ha ottenuto la VIA a ottobre 2008; aperto un tavolo tecnico al Ministero dell'ambiente sull'applicabilità della direttiva Seveso.
Rivara (RA) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Indipendent Gas Management, 15% Erg)		3.000	32	In istruttoria; progetto avversato dai Comuni interessati.
Verdicchio (AP)	Edison Stoccaggio		70	0,8	In istruttoria; il progetto preliminare deve essere portato alla Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie.
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)		324	3,3	In fase autorizzativa; ha ottenuto la VIA a novembre 2008; in attesa della convocazione della Conferenza dei Servizi.
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Storage		160	1,7	In istruttoria; la società deve presentare l'apposito studio sul progetto definitivo per la VIA.
Piadena Est (CR)	Blugas Infrastrutture		n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
Romanengo (CR-BG)	Enel Trade		n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)		n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas		n.d.	n.d.	Assegnazione nel maggio 2009.
Rapagnano (AP)	Non assegnato		n.d.	n.d.	Nessuna domanda presentata.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità riguardano principalmente il progetto nell'area di San Potito-Cotignola, in provincia di Ravenna, che a fine aprile 2009 ha ottenuto la concessione dal Ministero dello sviluppo economico. L'entrata in esercizio degli impianti consentirà di incrementare di circa 900 M(m<sup>3</sup>) l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto che, come visto al paragrafo precedente, è pari a circa 9 G(m<sup>3</sup>).

Nel giugno 2008 la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie<sup>3</sup> ha espresso il proprio parere favorevole sui progetti di Piadena Est (CR), Romanengo (CR-BG) e San Benedetto (AP). Il progetto di Cornegliano (LO) ha ottenuto nel luglio 2008 il parere favorevole del gruppo istruttore della Commissione di valutazione di impatto ambientale (VIA) ed è ora in attesa della Conferenza dei Servizi; nell'ottobre 2008 hanno ottenuto la VIA pure i progetti di Cugno Le Macine-Serra Pizzuta (MT) e Sinarca (CB); entrambi sono quindi in attesa della convocazione della Conferenza dei Servizi.

#### Terminali di GNL

La tavola 3.13 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane. Su queste infrastrutture molte sono le novità di rilievo rispetto al quadro presentato lo scorso anno, prima fra tutte l'ormai imminente conclusione dell'iter del progetto riguardante il terminale *offshore* della società Terminale GNL Adriatico, quasi realizzato.

A distanza di 10 anni dalla presentazione del primo progetto,

il terminale a mare situato a 17 km al largo di Porto Levante (Rovigo), costruito in Spagna, è arrivato a destinazione nel settembre 2008. Nei dieci anni trascorsi, il progetto ha ottenuto le varie autorizzazioni necessarie; l'ultima in ordine di tempo è del gennaio 2009, quando è stata rilasciata l'Autorizzazione integrata ambientale. L'entrata in operatività è prevista per il luglio 2009. L'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità del terminale, pari a 8 G(m<sup>3</sup>), nei prossimi 25 anni è stata rilasciata nel novembre 2004; tale esenzione ha ottenuto l'assenso della Commissione europea. Come stabilito dal decreto del Ministero delle attività produttive 28 aprile 2006 e dalla delibera n. 168/06, nel novembre 2007 è stata aperta la procedura pubblica di *open season* per l'allocazione del 20%, circa 1,6 G(m<sup>3</sup>), di capacità non oggetto di esenzione dell'impianto; tale procedura si è conclusa nel maggio 2009 con l'aggiudicazione a British Petroleum di 1 G(m<sup>3</sup>)/anno, per 10 anni a partire dall'anno termico 2009-2010. Restano quindi ancora da allocare 0,6 G(m<sup>3</sup>), che verranno messi sul mercato attraverso procedure annuali una volta avviato l'impianto. Edison Stoccaggio ha nel frattempo completato la realizzazione del metanodotto Cavarzere-Minerbio, della lunghezza di circa 83 km e facente parte della Rete nazionale dei gasdotti, che verrà collegato al terminale *offshore*.

Passi avanti ha registrato anche il progetto di terminale di Gioia Tauro (RC) che nel giugno 2008 ha ottenuto un finanziamento a fondo perduto dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E e, nel settembre dello stesso anno, anche la VIA positiva da parte del Ministero dell'ambiente. L'autorizzazione finale da parte del Ministero dello sviluppo economico è attesa per l'estate 2009.

<sup>3</sup> La Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie è stata istituita nel gennaio 2008; accorpando 4 organismi precedentemente operanti presso il Ministero dello sviluppo economico, ne ha assunto i compiti tecnico-consultivi sulla ricerca mineraria di base, sulla ricerca e coltivazione di idrocarburi e sulle *royalty*.

TAV. 3.13

**Stato dei progetti  
per nuovi terminali GNL  
a marzo 2009**

Progetti, società proponenti,  
capacità di rigassificazione  
in G(m<sup>3</sup>)/anno e stato delle  
autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Porto Levante offshore (RO)	Terminale GNL Adriatico (Edison 10%, Exxon Mobil 45%, Qatar Terminal Limited 45%)	8	2009	Il terminale a mare, costruito in Spagna, è arrivato a destinazione nel settembre 2008. A gennaio 2009 è stata rilasciata l'Autorizzazione integrata ambientale. Operatività prevista per luglio 2009. Conclusa la procedura pubblica di <i>open season</i> . Edison Stoccaggio ha completato la realizzazione del metanodotto Cavarzere-Minerbio, della lunghezza di circa 83 km e facente parte della Rete nazionale dei gasdotti, che verrà collegato al terminale offshore.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Nel dicembre 2008 il Comitato regionale VIA ha espresso parere negativo, approvato dalla Regione, sul progetto di rigassificatore nell'area di Capobianco. British Gas sta studiando soluzioni alternative.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.ON 46,79%, Iride Mercato 41,71%, ASA 5,08%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75 estendibili a 4,7	2010	Richiesta esenzione totale del TPA per 20 anni; la domanda è in istruttoria. Nel marzo 2008 la Saipem si è aggiudicata il contratto per la costruzione del terminale. Nel settembre 2008 il Consiglio di Stato ha sospeso le sentenze del TAR che, accogliendo i ricorsi di Greenpeace e di alcuni abitanti, aveva annullato l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del rigassificatore.
Rosignano (LI)	Edison - BP - Solway	8	n.d.	Il procedimento autorizzativo è tuttora in corso. Nel marzo 2008 Edison ha integrato lo studio di impatto ambientale come richiesto dalla Commissione VIA e dalla Regione Toscana. Nel luglio 2008 il TAR toscano ha respinto i ricorsi proposti da Edison contro l'autorizzazione rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico nel 2006 per il terminale (concorrente) di Livorno.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas - Sorgenia e Iride 69,8% Medgas Italia - gruppo Belleli e Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano 30,2%)	12	2014	VIA positiva nel settembre 2008; autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico attesa per l'estate 2009. Nel giugno 2008 ha ottenuto un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E. Intanto, nel marzo 2008, LNG Medgas Terminal ha chiesto al Ministero dello sviluppo economico di apporre il vincolo sui terreni per la realizzazione del gasdotto di collegamento del terminale alla rete nazionale. Stipulato un Protocollo d'intesa con gli enti locali.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto. Nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore. Nel luglio 2008 la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole della Regione nell'ambito della procedura di VIA.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto. Nel luglio 2008 il Ministero dell'ambiente ha inviato informazioni al corrispondente ministero sloveno ai fini della valutazione degli impatti transfrontalieri e ha inoltrato alla Commissione VIA le osservazioni dell'amministrazione slovena. Nel settembre 2008 Italia e Slovenia hanno deciso di istituire un Gruppo tecnico per affrontare il tema dei due rigassificatori da costruire nel golfo di Trieste.

TAV. 3.13 SEGUE

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Trieste offshore (TS)	Terminale Alpi Adriatico (Endesa Europa 100%)	8	n.d.	Nel marzo 2008 è stata proposta una nuova localizzazione dell'impianto e aggiornato lo studio d'impatto ambientale. La società ha chiesto il rilascio della concessione demaniale per la nuova localizzazione. La proposta di nuova localizzazione è stata posta all'esame della Commissione tecnica del Ministero dell'ambiente nel settembre 2008.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 90%)	8	2010	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nell'aprile 2008 parere positivo della Commissione VIA con prescrizioni (presentazione del progetto del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale). Nel settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni. La Conferenza dei Servizi della Regione Sicilia ha dato il via libera definitivo alla costruzione del rigassificatore nel gennaio 2009.
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	8	n.d.	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nel maggio 2008 ha ottenuto parere positivo dalla Commissione VIA con prescrizioni. Emesso nel settembre 2008 il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni.
Ravenna (RA)	Atlas Ing. (Gruppo Bellei)	8	n.d.	Impianto offshore all'esame del Ministero dello sviluppo economico.
Senigallia (AN)	Gaz de France Gdf-Suez	5	n.d.	Impianto offshore all'esame del Ministero dello sviluppo economico (una versione aggiornata del progetto è stata sottoposta da Gaz de France nell'aprile 2008).
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	4,5	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porterrebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³). Procedimento di VIA avviato nel luglio 2007. Il Comune di Portovenere ha espresso parere contrario. Nel maggio 2008 il Ministero dell'ambiente ha chiesto chiarimenti e integrazioni nell'ambito della procedura di VIA. Nell'aprile 2009 la giunta regionale ligure ha confermato la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA.

**Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2009**

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m³)/anno e stato delle autorizzazioni

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

**Reti di distribuzione**

Nell'ambito dell'indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, una sezione è dedicata alla distribuzione del gas naturale. Ai soggetti esercenti questa attività è stato chiesto di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2008 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2007.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.14 che sembra mostrare una forte diminuzione del numero degli operatori occor-

sa negli ultimi 2 anni. Tale impressione, tuttavia, non è corretta, in quanto nell'edizione di quest'anno dell'indagine il numero di rispondenti, pari a 263, è sicuramente sottostimato; ciò appare evidente, per esempio, prendendo a riferimento il dato dei distributori iscritti all'Anagrafica dell'Autorità che, a maggio 2009, risulta pari a 308. Non v'è dubbio che nella distribuzione di gas naturale sia in corso da tempo un processo di riassetto industriale che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie (così come a cessioni di rami d'azienda o di impianti), ovvero a una naturale riduzione del numero delle imprese che vi operano.

Quest'anno si è tuttavia rivelato più arduo che in passato soprattutto il reperimento dei dati relativi alle imprese che hanno svolto l'attività di distribuzione nel corso del 2007 e che nel 2008 sono state incorporate da altri soggetti o hanno smesso di operare, cedendo la propria attività ad altre aziende. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2008 (in quanto forniti in via pre-consuntiva dagli operatori) come pure, per le ragioni appena esposte, quelli relativi al 2007, in particolare per le classi di operatori di dimensione piccola o piccolissima.

Come si è detto, hanno risposto all'indagine 263 operatori: di questi 10 erano inattivi nel 2007 e hanno avviato l'attività nel 2008, mentre 14 erano operativi nel 2007 ma hanno interrotto l'attività nel 2008, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti. Si pensi, per esempio, ai casi di Siciliana Gas, che a metà del 2008 si è estinta in quanto incorporata da Italgas, o al Gruppo Linea Distribuzione che nel 2008 ha incorporato 3 imprese (Cogeme Gestioni, Metano Pavese e Padania Acque). Altri esempi di operazioni di incorporazione fanno rife-

rimento a Gelsia Reti (che ha acquisito Gestione Servizi Desio e Bria), al gruppo Intesa Distribuzione (che ha incorporato 3 ragioni sociali operative nel 2007) e a Bagnolo Mella Servizi (incorporata in Gas Plus nel novembre 2008).

Il numero di imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) è salito di un'unità per l'ingresso di Azienda Energia Servizi Torino in tale categoria. Più numerosa, rispetto al 2007, è risultata anche la classe di aziende classificate come grandi (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), che nel 2008 appare includere 27 operatori. È scesa invece da 33 a 24 la numerosità dei distributori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti. Solo 35 soggetti (il 14% delle imprese attive nel settore) superano quindi la soglia dei 100.000 clienti serviti per la quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono il 78% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2007 erano 32 e coprivano il 75%). Le restanti 214 imprese attive nel 2008 distribuiscono un quinto dei volumi totali.

TAV. 3.14

Attività dei distributori  
nel periodo 2006-2008

OPERATORI(A)	2006	2007	2008
<b>NUMERO</b>	<b>287</b>	<b>253</b>	<b>249</b>
Molto grandi	7	8	8
Grandi	22	24	27
Medi	31	33	29
Piccoli	133	117	113
Piccolissimi	94	71	72
<b>VOLUME DISTRIBUITO - M(m<sup>3</sup>)</b>	<b>34.917</b>	<b>31.094</b>	<b>33.485</b>
Molto grandi	18.194	15.921	17.276
Grandi	7.841	7.394	8.952
Medi	3.843	3.978	3.543
Piccoli	4.584	3.475	3.407
Piccolissimi	455	326	306

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.

Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.

Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.

Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.15 mostra un quadro di dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2008, elencando, per regione, il numero di esercenti, di clienti (gruppi di misura) e di comuni serviti, oltre due i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti quasi 33,5 G(m<sup>3</sup>) quasi 21.400 clienti residenti in 6.566 comuni. Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma del tutto stabile nel tempo, in quanto essa riflette la varie diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse aree geografiche e la diversa distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna assorbono più del 10% ciascuna e il 64% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti 4 mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene,

come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 70,9% del gas totale; seguono il Centro con il 20,0%, il Sud e le Isole con il 9,1%.

La tavola 3.16 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2008, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che sono solo 4 le società quotate in Borsa: Hera, Ascopia, Enia e Acegas-Aps. Queste hanno una quota del capitale sociale detenuto in Borsa che pesa per appena lo 0,6% sul complesso delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Quasi il 43% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici, mentre il 22,7% è relativo a quote in possesso di imprese energetiche locali nell'11,1% dei casi, imprese energetiche nazionali nel 9,6% dei casi e imprese energetiche estere nel 2% dei casi (con casa madre in Spagna e Austria). Il 12,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche.

	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	CLIENTI (MIGLIAIA)	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI M(m <sup>3</sup> )	QUOTA %
Val d'Aosta	1	19	24	43	0,1
Piemonte	30	1.948	1.017	4.008	12,0
Liguria	9	848	152	902	2,7
Lombardia	71	4.578	1.481	8.812	26,3
Trentino Alto Adige	14	242	185	621	1,9
Veneto	30	1.921	570	3.976	11,9
Friuli Venezia Giulia	11	509	190	902	2,7
Emilia Romagna	32	2.218	359	4.469	13,3
Toscana	15	1.509	236	2.280	6,8
Lazio	13	2.128	312	2.101	6,3
Marche	26	609	235	895	2,7
Umbria	11	330	88	572	1,7
Abruzzo	26	559	278	723	2,2
Molise	10	101	98	119	0,4
Campania	22	1.219	402	933	2,8
Puglia	13	1.188	246	1.032	3,1
Basilicata	13	180	120	191	0,6
Calabria	10	360	263	260	0,8
Sicilia	16	931	310	645	1,9
<b>TOTALE</b>	-	<b>21.396</b>	<b>6.566</b>	<b>33.485</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.15

Attività di distribuzione per regione nell'anno 2008

TAV. 3.16

**Composizione societaria  
dei distributori**

NATURA GIURIDICA DEI SOCI		%
Enti pubblici		42,8
Società diverse		20,1
Persone fisiche		12,7
Imprese energetiche locali		11,1
Imprese energetiche nazionali		9,6
Imprese energetiche estere		2,0
Istituti finanziari nazionali		0,9
Flottante		0,6
Istituti finanziari esteri		0,1
<b>TOTALE</b>		<b>100</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda le infrastrutture, la tavola 3.17 mostra che la distribuzione avviene per mezzo di circa 13.300 cabine, quasi 201.500 gruppi di riduzione finale e 238.500 km circa di reti, dei quali il 40% in media pressione e quasi il 60% in bassa pressione. Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (141.600 km contro i 53.700 km del Centro e i 42.300 di Sud e

Isole) e in media, appartengono per il 78% ai distributori stessi e per l'11,7% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali della tavola può non arrivare a 100), varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

TAV. 3.17

**Infrastrutture  
di distribuzione e loro  
proprietà nell'anno 2008**

Numero di cabine e gruppi  
di riduzione finale;  
estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COME
Val d'Aosta	10	104	0,3	165,9	194,0	99,0	0,6
Piemonte	684	29.125	84,6	11.783,2	10.788,5	89,3	2,7
Liguria	111	1.656	57,4	1.898,8	4.147,2	72,2	0,1
Lombardia	1.719	22.131	108,1	13.919,4	30.848,7	72,4	15,6
Trentino Alto Adige	178	18.235	179,7	1.994,1	1.933,8	90,5	6,6
Veneto	882	9.745	291,6	9.985,0	17.307,1	82,0	10,8
Friuli Venezia Giulia	131	1.691	5,0	2.064,3	5.029,6	72,7	26,7
Emilia Romagna	466	87.328	371,6	15.966,4	12.505,6	60,5	13,1
Toscana	530	6.594	204,6	6.053,7	9.131,2	66,1	9,0
Lazio	431	4.034	185,0	6.601,2	7.359,2	97,6	2,3
Marche	161	2.528	24,6	4.174,9	4.423,4	47,6	24,4
Umbria	213	1.643	105,3	1.768,9	3.123,7	61,7	37,8
Abruzzo	6.627	8.620	1,4	4.019,4	4.533,4	79,0	20,5
Molise	79	447	5,6	978,2	1.018,5	84,6	15,1
Campania	325	2.772	17,5	3.535,0	7.412,2	84,4	12,7
Puglia	195	1.613	89,7	3.235,7	8.119,7	92,2	7,6
Basilicata	127	465	0,8	769,6	1.477,5	76,7	22,9
Calabria	242	862	34,7	2.173,1	3.283,0	90,4	9,6
Sicilia	211	1.816	60,3	3.911,5	8.213,3	97,6	2,4
Non in funzione	-	-	0,0	127,6	527,1	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>13.322</b>	<b>201.409</b>	<b>1.827,9</b>	<b>95.125,8</b>	<b>141.376,7</b>	<b>77,6</b>	<b>11,7</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La tavola 3.18 mostra un'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2008 di clienti distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, e associate a determinati profili di prelievo standard. La categoria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per riscaldamento individuale, uso cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria, la quale inci-

de per quasi il 62% in termini di numerosità dei clienti. Importanti sono anche gli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria, che rappresentano l'11% del totale, e il solo uso di cottura cibi che conta per il 10,6%. Rilevante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 7% dei clienti complessivamente distribuiti.

CATEGORIA D'USO	QUOTA %
Uso cottura cibi	10,6
Produzione di acqua calda sanitaria	1,2
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,9
Uso tecnologico (artigianale – industriale)	1,1
Uso condizionamento	0,1
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,9
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	61,9
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	7,0
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,5
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.18

**Ripartizione di clienti distribuiti per categoria d'uso nell'anno 2008**  
Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2008 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m<sup>3</sup>

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione in base ai volumi consumabili è valutabile anche tramite i dati esposti nella tavola 3.19 che mostra, appunto, la ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo, espresse in GJ/anno coerentemente al sistema di tariffazione in vigore per il servizio di distribuzione nel 2008.

Nelle prime due classi (0-4 e 4-20 GJ/anno) ricadono con molta probabilità le famiglie che usano il gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda. Insieme esse incidono per il 41,8% in termini di numerosità e per il 5,4% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa sia in termini di numero di gruppi di misura, sia in termini di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 20 e 200 GJ (all'incirca tra 520 e 5.200 m<sup>3</sup>): in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei locali. Le ultime quattro classi, relativamente meno

numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi: infatti assorbono oltre metà del gas distribuito.

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007 e nel 2008 e le relative quote di mercato. Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante (26,6% nel 2008), ma comunque più che doppia rispetto ai principali inseguitori. Il confronto con il 2007 mostra un rafforzamento della quota dell'*incumbent*, principalmente dovuto all'acquisizione di Siciliana Gas, a svantaggio dei concorrenti che, in modo abbastanza distribuito, hanno visto la propria quota ridursi. Fanno eccezione Iride, Enia, Gelsia e Aimag, la cui quota di mercato si è accresciuta. L'incremento è superiore a un punto percentuale solo nel caso di Iride. Complessivamente i primi 20 gruppi coprono quasi l'80% del mercato.

TAV. 3.19

**Ripartizione dei clienti e dei prelievi per fascia di prelievo**

Clienti in migliaia delle reti di distribuzione al 31/12/2008; volumi prelevati in M(m<sup>3</sup>)

FASCIA DI PRELIEVO (GJ/anno)	CLIENTI	VOLUMI	QUOTA % SU CLIENTI	QUOTA % SU VOLUMI
0-4	3.852	204	18,0	0,6
4-20	5.082	1.588	23,8	4,7
20-200	11.009	14.315	51,5	42,8
200-3.000	1.341	7.697	6,3	23,0
3.000-8.000	87	1.977	0,4	5,9
8.000-40.000	20	2.948	0,1	8,8
Oltre 40.000	4	4.756	0,0	14,2
<b>TOTALE</b>	<b>21.396</b>	<b>33.485</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.20

**Primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2008**

Volumi di gas naturale distribuito in M(m<sup>3</sup>)

GRUPPO	2007	QUOTA %	2008	QUOTA %
Eni	8.031	25,8	8.897	26,6
Enel	3.441	11,1	3.622	10,8
Hera	2.081	6,7	2.129	6,4
A2A	1.933	6,2	1.895	5,7
Italcogim	1.226	3,9	1.307	3,9
E.On	1.144	3,7	1.181	3,5
Iride	751	2,4	1.177	3,5
Enia	958	3,1	1.070	3,2
Asco Holding	743	2,4	802	2,4
Linea Group Holding	483	1,6	537	1,6
Acegas-Aps	460	1,5	463	1,4
Amga Azienda Multiservizi	413	1,3	443	1,3
Erogasmet	314	1,0	351	1,0
Gelsia	152	0,5	319	1,0
Consiag	327	1,1	319	1,0
Energei	291	0,9	311	0,9
Gas Rimini	298	1,0	304	0,9
Aimag	213	0,7	302	0,9
Agsm Verona	284	0,9	285	0,9
Edison	272	0,9	281	0,8
Altri	7.279	23,4	7.488	22,4
<b>TOTALE</b>	<b>31.094</b>	<b>100,0</b>	<b>33.485</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

## Mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente.

Per quanto riguarda il settore della vendita gas, l'indagine era rivolta a tutte le società che nell'accreditamento all'Anagrafica operatori dell'Autorità, istituita nel luglio 2008 con la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08 (vedi il Capitolo 6 del secondo Volume), hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas sia all'ingrosso, sia al mercato finale nel corso del 2008. In base al decreto legislativo n. 164/00, i soggetti che vendono gas a clienti finali devono anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di *trading* non necessitano di tale autorizzazione. Tra gli esercenti oggetto della rilevazione, sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali; essi comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

Nel 2008 il numero di grossisti è risultato pari a 78. Come si può vedere dalla tavola 3.21, che sintetizza l'attività di questi operatori, dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è quasi raddoppiato.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 109,6 G(m<sup>3</sup>), di cui 43,2 al mercato finale e 66,4 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.24). Rispetto allo scorso anno il volume complessivamente trattato è cresciuto dell'8,2%, ma al suo interno sono aumentate del 23,3% le vendite al mercato all'ingrosso, che nel 2007 si erano fermate a 53,9 G(m<sup>3</sup>), mentre sono diminuite del 9,0% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali che nell'anno precedente avevano raggiunto 47,4 G(m<sup>3</sup>). La riduzione dei volumi venduti sul mercato finale e l'incremento di quelli ceduti sul mercato all'ingrosso dagli stessi grossisti sono un fenomeno che si va manifestando da qualche anno;

sembrerebbe quindi essere in atto un processo di specializzazione sul proprio mercato, con una crescente liquidità dello stesso.

In media, il volume unitario di vendita è salito del 2,6%, essendo passato da 1,37 a 1,40 G(m<sup>3</sup>), in conseguenza dell'aumento complessivo dei volumi trattati, della sostanziale stabilità del numero degli operatori (dai 74 del 2007 si è passati a 78), ma anche della riduzione dei volumi ceduti dagli operatori di più grande dimensione. Come si vede dai valori illustrati nella tavola, infatti, le vendite degli operatori più grandi si sono ridotte a vantaggio dei concorrenti di piccola e soprattutto di media taglia.

I volumi di gas complessivamente venduti da Eni sono diminuiti di quasi 6 punti percentuali, quelli dei grandi operatori sono calati del 3,2%, mentre le vendite dei piccoli operatori sono cresciute del 15,2% e più ancora quelle delle imprese di media dimensione, salite del 17,1%.

Le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste sono illustrate nella tavola 3.22, dalla quale si osserva che queste società si procurano il gas per quasi il 60% attraverso le importazioni. Una parte rilevante (quasi il 20%) delle importazioni dei grossisti di media dimensione è acquisita da Eni al di là del confine nazionale. Il 23% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al city gate), il 7% è direttamente prodotto e quasi il 10% viene acquisito al PSV. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV, dove in media si acquisiscono partite di minore rilevanza. L'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, per i quali raggiunge il 36%.

A fronte delle risorse disponibili per i grossisti illustrate nella tavola 3.22, la tavola 3.23 consente di osservare gli impieghi di gas effettuati dagli stessi operatori. Nel complesso, il 54,6% del

TAV. 3.21

## Attività dei grossisti nel periodo 2002-2008

OPERATORI <sup>(A)</sup>	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>NUMERO</b>	<b>55</b>	<b>40</b>	<b>41</b>	<b>60</b>	<b>72</b>	<b>74</b>	<b>78</b>
Eni	1	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1	1
Medi	4	4	6	8	9	11	13
Piccoli	17	20	19	29	29	31	33
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30	30
<b>VOLUME VENDUTO - G(m<sup>3</sup>)</b>	<b>85,2</b>	<b>90,6</b>	<b>95,9</b>	<b>110,5</b>	<b>103,2</b>	<b>101,3</b>	<b>109,6</b>
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6	48,7
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1	12,7
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8	31,6
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,7	15,6
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1	1,1
<b>VOLUME MEDIO UNITARIO - M(m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.550</b>	<b>2.264</b>	<b>2.340</b>	<b>1.842</b>	<b>1.433</b>	<b>1.369</b>	<b>1.405</b>
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643	48.656
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131	12.709
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074	2.429
Piccoli	234	279	399	372	391	410	472
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35	37

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.22

## Approvvigionamento dei grossisti nel 2008

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI <sup>(A)</sup>					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Produzione nazionale	13,2	0,0	1,7	5,2	1,8	6,9
Importazioni	85,1	75,5	40,9	14,2	22,0	59,6
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,5	20,5	39,9	51,9	33,6	22,9
Acquisti in stoccaggio	0,0	0,2	0,1	4,3	6,6	0,7
Acquisti al PSV	0,3	3,8	17,5	24,3	36,0	9,8
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).  
 Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 35,5% va a clienti finali (e quasi il 29% di questo gas viene ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 9,9% è destinato all'autoconsumo, ovvero è impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori stessi. Dalla tavola si nota come l'attività di intermediazione all'ingrosso sia prevalente nelle società di piccola e piccolissima dimensione, che destinano a questo mercato il 70% o più del

gas da esse approvvigionato. Eni appare destinare il gas approvvigionato in modo più equilibrato tra mercato all'ingrosso e mercato finale. Gli operatori di dimensioni medio-grandi, invece, accanto all'attività di rivendita all'ingrosso appaiono utilizzare il gas per usi propri: il 100% del gas venduto al mercato finale dalle imprese grandi va infatti a clienti finali collegati societariamente, mentre quasi un quinto del gas trattato dagli operatori di media dimensione è destinato all'autoconsumo.

TAV. 3.23

VENDITE	GROSSISTI <sup>(A)</sup>					
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	Totale
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	42,7	46,0	64,0	77,9	66,8	54,6
- di cui vendite in stoccaggio	0,0	0,6	1,2	1,7	3,7	0,9
- di cui vendite al PSV	19,3	1,5	25,0	27,4	28,5	21,5
A clienti finali	49,0	54,0	16,8	21,7	30,8	35,5
- di cui collegati societariamente	4,1	100,0	63,9	5,0	0,4	28,5
Autoconsumi	8,3	0,0	19,2	0,4	2,3	9,9
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m<sup>3</sup>).Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m<sup>3</sup>).Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m<sup>3</sup>).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m<sup>3</sup>).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.24

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	22.648	26.009	48.656
Enel Trade	5.851	6.858	12.709
Edison	4.845	2.165	7.009
Plurigas	3.054	839	3.893
Gaz de France - Sede secondaria	2.795	0	2.795
Hera Trading	2.471	54	2.525
E.ON Energy Trading	2.263	38	2.301
A2A Trading	2.150	3	2.153
Blugas	1.726	41	1.767
AceaElectrabel Trading	1.362	16	1.378
ENOI	1.289	8	1.296
Sinergie Italiane	945	0	945
Gas Plus Italiana	937	0	937
Sorgenia	932	1.142	2.074
E.ON Ruhrgas	838	356	1.194
Ascotrade	810	851	1.661
Egl Italia	771	52	823
Spigas	761	79	840
Italtrading	745	9	755
Elettrogas	679	0	679
Begas Energy International (ex Bridas Energy)	674	27	701
2B Energia	621	0	621
Worldenergy	574	0	574
Shell Italia	563	193	756
Essent Trading International	262	0	262
Enova	499	9	509
Iride Mercato	471	1.056	1.527
Energy Trade	465	0	465
Energetic Source	459	22	481
A2A Beta	401	116	517
Shell Italia E&P	362	0	362
Eni Mediterranea Idrocarburi	325	0	325
CEA Centrex Italia	323	0	323
Unogas Energia	313	110	423
Altri	2.518	3.115	5.632
<b>TOTALE</b>	<b>66.436</b>	<b>43.168</b>	<b>109.603</b>
Prezzo medio (c€/m <sup>3</sup> )	34,67	37,75	35,88

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.24 mostra il dettaglio dell'attività delle 34 società (l'anno scorso erano 27) il cui venduto ha raggiunto almeno 300 M(m<sup>3</sup>) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 96,2% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene molto concentrato, seppure in miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 50,2% (lo scorso anno era del 59,8%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, si è abbassata al 59%, mentre nel 2007 era pari al 67,8%.

L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2008 è risultato pari a 35,88 c€/m<sup>3</sup>. I clienti finali pagano, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile intorno a 3 c€/m<sup>3</sup>, essendo pari a 37,75 c€/m<sup>3</sup> il prezzo praticato ai clienti finali contro i 34,67 c€/m<sup>3</sup> pagati dagli altri grossisti e rivenditori.

#### PVS – Punto di scambio virtuale

Nel primo semestre dell'anno termico 2008-2009 63 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 53 erano anche utenti del sistema di trasporto. Dieci soggetti risultano quindi essere *trader* al PSV.

Le figure 3.6 e 3.7 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e

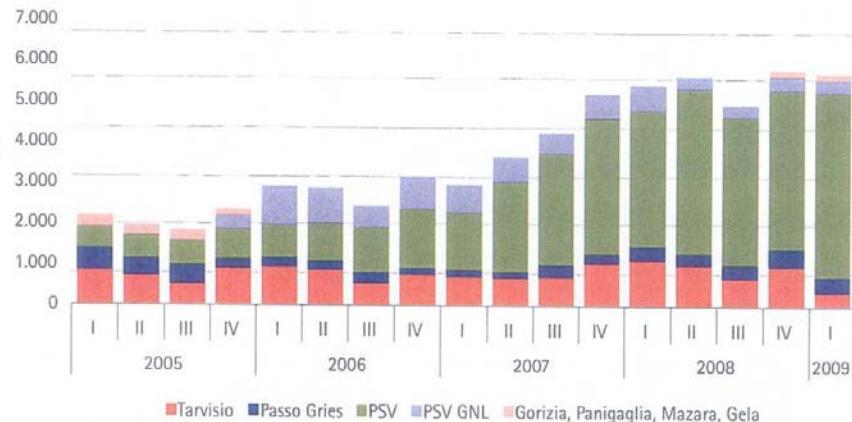
presso il PSV sino al marzo 2009, in termini di volumi e di numero di transazioni<sup>4</sup>. Nell'ambito delle transazioni presso il PSV sono indicate in maniera distinta, con l'indicazione "PSV GNL", le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) da parte di GNL Italia, l'operatore del terminale di rigassificazione di Panigaglia, agli utenti del terminale. Tali consegne, che avvengono presso il PSV dal novembre 2005, ancorché registrate come operazioni al PSV non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché dal novembre 2006, secondo le disposizioni dell'Autorità, i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Un confronto tra gli anni termici 2006-2007 e 2007-2008 (Fig. 3.8) mostra come il PSV stia crescendo a scapito degli altri punti di ingresso della rete nazionale. A eccezione del punto di Passo Gries, che ha mantenuto stabile la propria incidenza, esso è l'unico punto di scambio che ha registrato un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione, pari a 12 punti percentuali. Nei primi mesi dell'anno termico 2008-2009, sino a marzo 2009, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato quasi il 78% del totale movimentato.

FIG. 3.6

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale  
M(m<sup>3</sup>) standard da 38,1 MJ;  
le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

<sup>4</sup> Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme con il totale dei volumi scambiati.