

TAV. 3.6

Attività di trasporto per regione

nel 2011

Lunghezza reti in km; volumi
riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	VOLMI RICONSEGNATI				NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
				A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO ^(A)	TOTALE	
Valle d'Aosta	0	56	51	52	0	0	103	12
Piemonte	503	2.164	3.829	1.137	2.992	81	8.039	502
Liguria	22	458	921	181	643	2	1.746	64
Lombardia	604	4.466	9.004	2.617	6.057	562	18.239	2.361
Trentino Alto Adige	108	371	642	283	59	0	985	89
Veneto	799	2.073	4.199	1.207	577	647	6.630	546
Friuli Venezia Giulia	492	565	848	652	1.022	284	2.806	172
Emilia Romagna	1.122	2.676	4.611	2.555	3.818	6.857	17.841	720
Toscana	443	1.570	2.275	1.012	1.888	3	5.179	325
Lazio	429	1.447	2.215	708	1.038	637	4.598	455
Marche	302	648	926	369	25	83	1.402	211
Umbria	179	456	549	294	407	0	1.251	92
Abruzzo	563	925	743	332	655	82	1.812	310
Molise	265	517	133	75	383	743	1.334	139
Campania	555	1.404	1.083	497	1.318	9	2.906	605
Puglia	612	1.348	1.109	982	2.950	3	5.044	286
Basilicata	417	888	209	132	194	0	535	210
Calabria	986	1.106	293	43	1.473	5	1.814	241
Sicilia	1.069	1.527	708	968	2.649	5	4.330	251
Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
Aggregato nazionale	-	-	-	-	-	9.101	9.101	2
ITALIA	9.470	24.665	34.347	14.097	28.148	19.102	95.695	7.593

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio ospedali).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.7 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2011-2012. Rispetto all'anno termico precedente si registra un aumento delle capacità² messe a disposizione nel punto di ingresso di Gela. Complessivamente la capacità conferibile è pari a 298,6 M(m³)/giorno, con un incremento complessivo dell'8%. I risultati del conferimento per l'anno termico 2011-2012 mostrano come a

inizio 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 92,2% a 48 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2012 la medesima quota sale fino al 95,7%. Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione

² 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.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(A)
Passo Gries	59,0	58,0	1,0	98,2%	21
Tarvisio	107,0	107,0	0,0	100,0%	28
Mazara del Vallo	99,0	88,2	1,7	89,1%	9
Gorizia(A)	2,0	0,3	1,7	15,8%	3
Gela	31,6	21,9	9,7	69,3%	3
TOTALE	298,6	275,4	23,2	92,2%	48
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	11,4	1,6	87,7%	-
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	-

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

(B) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, 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. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m³)/giorno.

Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239 e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m³)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici (in scadenza nell'anno termico 2013-2014) anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06. Complessivamente, nell'anno solare 2011, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla

rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 219, contro i 176 del 2010, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 1.051 unità (nel 2010 erano 1.040).

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.8 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2011) 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 cinque anni termici a partire dal 2013-2014, complessivamente a ventidue soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2012-2013, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Nonostante il conflitto libico, è stata incrementata la capacità conferibile del Greenstream, dai precedenti 29,2 M(m³)/giorno agli attuali 31,6 M(m³)/giorno.

TAV. 3.7

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011
M(m³) standard per giorno,
se non altrimenti indicato

TAV. 3.8

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2012-2013 al 2017-2018 M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	90,9	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,1	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,7	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,3	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4
2016-2017						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4
2017-2018						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	66,9	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	32,1	51,7	20,6	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Nell'arco dei sei anni considerati la capacità conferibile resta invariata mentre quella non conferita subisce un incremento notevole per effetto del progressivo liberarsi di spazio in diversi punti di ingresso sulla rete di trasporto nazionale. Passo Gries, in special modo, vede due aumenti consecutivi per gli anni termici 2014-2015, (+23,9 M(m³)/giorno) e 2015-2016 (+13,7 M(m³)/giorno). Per Tarvisio si registra un aumento di 8,9 M(m³)/giorno dal 2013-2014, mentre a Mazara del Vallo si liberano 2,6 M(m³)/giorno dall'anno termico 2016-2017, cui si aggiunge una disponibilità più che raddoppiata dal 2017-2018. Infine a Gela la disponibilità si accresce di 10,9 M(m³)/giorno nell'ultimo anno termico considerato.

Stoccaggio

In Italia sono attivi 10 campi di stoccaggio, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti a gas esauriti. Otto di questi campi (Brugherio, Cortemaggiore, Sergnano, Minerbio, Ripalta, Sabbioncello, Settala e Fiume Treoste) sono gestiti dalla società Stogit e i rimanenti (Collalto e Cellino) dalla società Edison Stoccaggio. Per l'anno termico 2011-2012 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 15,6 G(m³) (Tav. 3.9).

	PJ	M(m ³) STANDARD ^(A)
Spazio per stoccaggio strategico	200,8	5.101
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	413,1	10.499
TOTALE	613,9	15.600
Disponibilità giornaliera di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	5,91 PJ/giorno	150 M(m ³)/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 MJ/m³ e 39,4 MJ/m³.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), 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, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccati negli inverni precedenti. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2012, ha innovato, a partire dall'1 aprile 2012, la disciplina dello stoccaggio strategico in coerenza con le nuove disposizioni introdotte dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, prevedendo tra l'altro che, lo stoccaggio strategico per l'anno termico di stoccaggio 2012-2013 sia ridotto a 4,6 G(m³) standard. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto per l'anno termico 2011-2012 è ammontata a 10,5 G(m³). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata, in base ai criteri stabiliti dalla delibera 21 giugno 2005, n. 119, al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario è pari complessivamente a circa 150 M(m³) standard. I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2011-2012 sono riportati nella tavola 3.10. In termini di spazio per la riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2011-2012 hanno raggiunto circa 15,1 G(m³), equivalenti a circa 593,4 milioni di GJ, considerando un Potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m³ standard. Rispetto all'anno termico 2010-2011, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso an-

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2011-2012

no, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,9 G(m³). Dei 15,1 G(m³) messi a disposizione da Stogit, 10,1 (pari a circa 398 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione, stoccaggio minerario e al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,0 alla riserva strategica. Nel complesso, nell'anno termico 2011-2012 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 76 operatori: 59 utenti del servizio di modulazione (dei quali 6 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 38 quello strategico) e 3 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. Otto utenti hanno sottoscritto contratti per il servizio di stoccaggio strategico senza avere sottoscritto contratti per il servizio di modulazione. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccati Stogit a marzo 2012, sono risultati pari a circa 20,5 G(m³), di cui 10 in erogazione e 10,5 in iniezione. Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2011-2012 sono ammontate a circa 0,5 G(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 16: 15 utenti del servizio di modulazione (di cui uno anche del servizio di stoccaggio strategico) e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccati di Edison Stoccaggio a marzo 2012, sono risultati pari a circa 0,8 G(m³), di cui 0,4 in erogazione e 0,4 in iniezione. Con il decreto 31 gennaio 2011 il ministero ha accettato il piano con il quale Eni, ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, si impegna a realizzare tramite la società Stogit una capacità complessiva pari a 4 G(m³) entro l'1 settembre 2015. Nell'ambito di tale piano, dei 4 G(m³) complessivi, circa 2,4 G(m³) sono stati resi disponibili per i conferimenti nell'anno termico 2012-2013, con un incremento di circa 0,7 G(m³) rispetto all'anno precedente.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.10 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 uno stoccaggio in acquifero in unità litologiche profonde. Il 2011 non è stato caratterizzato da forti accelerazioni nella realizzazione di nuovi impianti: lo stato di avanza-

mento dei nuovi progetti di stoccaggio è rimasto in molti casi pressoché invariato. Tra i passi avanti da segnalare, il parere favorevole della Regione Basilicata al progetto Geogastock del gruppo russo Renova (che controlla la società svizzera Avelar Energy), situato a Cugno Le Macine e Serra Pizzuta (MT): sono state soddisfatte le prescrizioni addizionali rispetto alla VIA del 2009 e le parti si sono accordate per il conferimento da parte del gruppo della somma di 14 milioni di euro da destinare come compensazioni alla Regione e ai Comuni interessati. Altre no-

TAV. 3.10

Istanze di concessione
di stoccaggio al marzo 2012

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/giorno	SITUAZIONE
Cugno Le Macine (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	700	8	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); Conferenza dei servizi in corso (febbraio 2010); Nulla osta di fattibilità (aprile 2010); Parere favorevole Regione Basilicata (dicembre 2011)
Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	100	0,7	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (febbraio 2009); Conferenza dei servizi in corso (febbraio 2010); Nulla osta di fattibilità (aprile 2010).
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,2	In istanza di concessione; VIA positiva con prescrizioni (novembre 2008); avvio Conferenza dei servizi (maggio 2010); avviato dal Comitato regionale tecnico l'esame della normativa "Seveso" (luglio 2010)
Palazzo Moroni (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (dicembre 2009); richiesta la VIA al Ministero dell'ambiente (marzo 2011)
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); richiesta la VIA al Ministero dell'ambiente (luglio 2010)
Romanengo (CR)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008); avvenuta presentazione VIA (ottobre 2008); decreto VIA con prescrizioni (giugno 2011); attesa la Conferenza dei servizi per l'autorizzazione finale.
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	In fase autorizzativa; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (aprile 2009); assegnazione della concessione agli operatori (maggio 2009); presentazione della richiesta di VIA da parte degli operatori (ottobre 2011).
Poggiofiorito (TF)	Gas Plus Italiana	160	1,7	In istruttoria; parere favorevole Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (maggio 2008); presentazione di istanza di VIA e successiva richiesta di documentazione integrativa (giugno 2011)

TAV. 3.10 - Segue

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/giorno	SITUAZIONE	Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2012
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Indipendent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; parere negativo alla VIA dalla Regione per indeterminazioni progettuali e carenze documentali (luglio 2007); integrazione documentazione per rilascio VIA (settembre 2009); secondo parere negativo alla VIA dalla Regione (febbraio 2010); pubblicazione della VIA per ricognizione preliminare della fattibilità tecnica (febbraio 2012); presentazione dell'istanza per l'autorizzazione al Ministero dello sviluppo economico (febbraio 2012); diniego dell'intesa da parte della Regione al progetto (aprile 2012).	

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

vità hanno riguardato i progetti di Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS), Romanengo (CR) e Rivara (MO). Per il progetto di Sinarca, la società Gas Plus ha avviato ad aprile 2012 la procedura per l'assegnazione dell'EPIC (*Engineering, Procurement, Installation and Commissioning*). Nel mese di novembre 2011 Edison e A2A hanno presentato la richiesta di VIA per il sito di Bagnolo Mella. Il Ministero dell'ambiente ha promosso la VIA per il progetto di Romanengo, pur con alcune prescrizioni, nel mese di giugno 2011: si attende l'autorizzazione finale del Ministero dello sviluppo economico al termine della fase di confronto con gli enti interessati nel corso della Conferenza dei servizi. Il progetto di Rivara ha incassato il parere favorevole da parte del Ministero dell'Ambiente nel giugno 2011 (poi pubblicato nel febbraio 2012) per la fase di indagine tecnica, utile a permettere la valutazione della VIA, ma la Regione Emilia-Romagna ha più volte espresso parere contrario anche allo svolgimento della fase di ricognizione; nel frattempo, il Ministero dello sviluppo economico ha ricevuto dagli operatori istanza per l'autorizzazione a seguito del parere favorevole del Ministero dell'ambiente. Per gli altri progetti in fase di sviluppo, non sono da segnalare significative novità.

Terminali di GNL

La tavola 3.11 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane o nelle acque antistanti. Durante l'anno trascorso dalla precedente *Relazione Annuale* ha avuto luogo un'attività piuttosto intensa nell'ambito degli iter autorizzativi di queste infrastrutture. A valle del giudizio ambientale positivo, il Ministero

dello sviluppo economico rilascia l'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio di un impianto una volta che si sia svolta anche la Conferenza dei servizi, che serve tra l'altro a stabilire con gli enti locali le eventuali compensazioni economiche e ambientali per il territorio su cui dovrebbe sorgere l'impianto.

Pur registrando una certa accelerazione negli iter autorizzativi, come anche osservato per i progetti di nuovi gasdotti di importazione, le mutate condizioni del mercato del gas rispetto a quelle esistenti negli anni scorsi (quando i programmi hanno avuto avvio) hanno indotto le imprese proponenti dei progetti, i cui procedimenti autorizzativi si trovano in fase meno avanzata, a rimandare le decisioni di investimento al termine degli iter stessi. Il clima di attesa che distingue alcuni progetti, in parte dovuto alle condizioni del mercato e in parte alle tempistiche dell'iter autorizzativo, permette di individuare quali progetti si trovino in una fase avanzata di realizzazione, avendo già ottenuto l'autorizzazione finale dal Ministero dello sviluppo economico. Tra questi ultimi troviamo i progetti situati a Falconara Marittima (AN), Gioia Tauro (RC), Porto Empedocle (AG), Livorno. Per i primi due progetti l'autorizzazione finale è giunta nei primi mesi del 2012; nel caso del terminale di Porto Empedocle, il Consiglio di Stato ha confermato nel mese di luglio 2011 la validità dell'autorizzazione precedentemente concessa, ribaltando la sentenza del TAR Lazio che ne aveva stabilito la nullità su ricorso del Comune di Agrigento, che era stato escluso dalla Conferenza dei servizi; il progetto *offshore* di Livorno, il cui iter autorizzativo era stato ultimato in tempi precedenti, ha visto slittare al 2013 l'entrata in attività dell'impianto per motivi tecnici legati alla conversione della nave metaniera in FSRU (*Floating Storage Regassification Unit*).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.11

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2012

Capacità di rigassificazione
in G(m³)/anno

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Falconara Marittima (AN)	Api Nòva Energia	4	n.d.	Api Nòva Energia è stata inserita dalla Commissione Europea tra le società beneficiarie dei contributi previsti dal progetto TEN-E con un finanziamento pari a 618.657 € per la realizzazione di studi sulla sicurezza dell'impianto e sugli impatti ambientali.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas 69,77% (Sorgenia e Iricle) – Medgas Italia 30,23%)	12	2017	Ha ottenuto la VIA positiva nel settembre 2008 e nel giugno 2008 un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 M€, nell'ambito del progetto TEN-E. Stipulato un protocollo d'intesa con gli enti locali nel maggio 2009.
Porto Empedocle (AG)	Nuova Energia (Enel 90%)	8	n.d.	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Ha ottenuto a settembre 2008 la VIA positiva con prescrizioni. A ottobre 2009 la Regione ha rilasciato l'autorizzazione alla costruzione dopo l'accordo raggiunto sulle compensazioni ambientali. Concessa l'esenzione totale del TPA per 25 anni a dicembre 2010. Nello stesso mese il TAR del Lazio ha accolto la richiesta del Comune di Agrigento di annullamento di tutti gli atti autorizzativi successivi alla Conferenza dei servizi, da cui il Comune era stato escluso. Nel luglio 2011, il Consiglio di Stato ha ribaltato la sentenza del TAR del Lazio, confermando la validità dell'autorizzazione. L'esenzione dall'accesso di terzi è in corso di valutazione presso la Commissione europea.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.ON 46,79%, Gruppo Iricle 46,79%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75	2013	Concessa esenzione totale del TPA per 20 anni in agosto 2009; la Commissione europea ha posto come condizione necessaria l'entrata in fase operativa entro 5 anni dall'esenzione. La conversione della nave metanica in terminale FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) prosegue a Dubai e l'avvio dell'attività commerciale è stato posticipato al 2013.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2010, nonostante il parere negativo della Regione Puglia. La pubblicazione del decreto consente al proponente di avviare la procedura di convalida dell'autorizzazione rilasciata nel 2003 e sospesa nel 2007 dal Ministero dello sviluppo economico. Esclusa l'esigenza di VIA per il progetto di interramento parziale dei due serbatoi da 160.000 m ³ nel gennaio 2012.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel luglio 2009 per il terminale e nell'ottobre 2010 per il gasdotto tra Zaule e Villesse di collegamento del futuro terminale alla rete nazionale. Nel mese di marzo 2012 si è aperta la Conferenza dei Servizi.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.11 - Segue

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO	
Rada di Augusta / Melilli / Priolo (SR)	Ionio Gas (ERG Power&Gas 50%, Shell Energy Italia 50%)	8	2014	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Ha ottenuto a settembre 2008 la VIA positiva con prescrizioni. Il progetto è avversato dai Comuni interessati. A luglio 2009 si è aperta la Conferenza dei servizi. La Regione si è detta disponibile a completare positivamente l'iter autorizzativo se i proponenti si impegheranno a rispettare le prescrizioni dell'assessorato all'ambiente (ancora da definire), tra le quali dovrebbe esserci l'interramento dei serbatoi e interventi di bonifica, riqualificazione e compensazione ambientale.	
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	8	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porta la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³). Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel settembre 2010.	
Monfalcone (TS)	Terminale Alpi Adriatico (E.ON 100%)	8	n.d.	Decreto di VIA positiva con prescrizioni nell'ottobre 2010.	
Rosignano (LI)	EDISON - BP - Solway	8	n.d.	Ha ottenuto la VIA positiva con prescrizioni nel novembre 2010, nonostante il parere negativo della Regione Toscana motivato dal fatto che il piano energetico regionale prefigura un solo terminale ed è già in costruzione l'impianto offshore a Livorno. La società proponente ha confermato il proprio interesse allo sviluppo del progetto, ma ha sottolineato che esso dipenderà anche dai futuri scenari di mercato. Il comitato locale contrario al rigassificatore ha presentato ricorso al TAR contro il decreto di VIA nel febbraio 2011.	
Porto Recanati (AN)	Tritone GNL (Gaz de France -Suez)	5	n.d.	Impianto offshore costituito da un'unità di rigassificazione galleggiante ancorata a 30 km dalla costa. Ha ottenuto il decreto di VIA positiva con prescrizioni nel gennaio 2011.	
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore; in agosto 2008 anche la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole. A gennaio 2011 il Ministero dell'ambiente ha rilasciato un decreto di VIA interlocutoria negativa.	

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Il caso del progetto di Brindisi, promosso da British Gas, è stato oggetto di una vicenda altalenante. La Conferenza dei servizi del mese di novembre 2011 non è riuscita nell'intento di comporre le parti, cioè enti locali e società proponente. Pur essendo state rimosse

alcune prescrizioni contenute nella VIA precedentemente concessa (in osservanza del parere dell'Antitrust, che considerava tali misure asimmetriche e lesive della concorrenza), nel mese di marzo 2012 la società ha congelato il progetto in attesa della conclusione dell'iter

amministrativo, che ha avuto inizio nel 2003.

Da segnalare, infine, l'apertura della Conferenza dei servizi per il progetto di Zaule (TS) nel mese di marzo 2012. Nel corso del mese precedente, il progetto era stato respinto dal Comune di Trieste in seguito al parere negativo espresso da un tavolo di studio. La decisione sull'autorizzazione spetterà alla Regione Friuli-Venezia Giulia al termine della Conferenza dei Servizi.

Distribuzione

Il processo di riassetto industriale che da molti anni caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno alla riduzione del numero di imprese che vi operano, è proseguito anche lo scorso anno. Il numero dei distributori iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre 2011 risulta infatti sceso a 239 (ma questa cifra è passibile di modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute) dalle 246 unità che erano presenti al 31 dicembre 2010.

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto ai soggetti esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2011 e di confermare

o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2010. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2011.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.12. All'Indagine di quest'anno hanno risposto 243 operatori: di questi 10 erano inattivi nel 2010 e hanno avviato l'attività nel 2011, mentre 14 risultano essere quelli che erano operativi nel 2010 ma che hanno interrotto l'attività nel 2011, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti.

Lo scorso anno le operazioni societarie più significative hanno riguardato il gruppo F2i Reti Italia. Infatti, il Fondo Italiano per le Infrastrutture F2i, dedicato a investimenti nei settori delle infrastrutture e delle reti, che già deteneva da ottobre 2009 il controllo di Enel Rete Gas, ha acquisito in aprile, in consorzio con il fondo Axa Private Equity, E.On Rete e in ottobre, sempre in consorzio con il fondo Axa Private Equity, anche G6 Rete Gas (la vecchia Italcogim Reti, che dall'1 gennaio 2011 aveva cambiato nome). La società E.On Rete, dopo essere entrata nel gruppo F2i Rete Italia, da giugno dello scorso anno ha assunto il nome di 2i Gas Infrastruttura Italiana Gas e da ottobre, nell'ambito di un processo di riorganizzazione di gruppo, è passata, insieme a G6 Rete Gas, sotto il controllo di Enel Rete Gas.

TAV. 3.12

Attività dei distributori
nel periodo 2006-2011

OPERATORI ^(A)	2006	2007	2008	2009	2010	2011
NUMERO	287	257	272	251	233	229
Molto grandi	7	8	8	9	9	9
Grandi	22	23	27	25	23	25
Medi	31	29	27	22	23	18
Piccoli	133	120	123	119	110	111
Piccolissimi	94	77	87	76	68	66
VOLUME DISTRIBUITO - M(m³)	34.917	30.364	33.923	34.048	36.216	34.090
Molto grandi	18.194	15.921	17.286	19.023	21.016	19.603
Grandi	7.841	7.096	8.954	8.355	8.243	8.533
Medi	3.843	3.455	3.403	2.574	2.912	2.010
Piccoli	4.584	3.568	3.937	3.797	3.789	3.712
Piccolissimi	455	323	342	298	257	231

- (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: Indagine annuale sui settori regolati.

Altre operazioni significative avvenute nel 2011 sono state:

- in gennaio Iris ha ceduto le attività di distribuzione di gas e di energia elettrica a Newco Energia e l’Azienda Sondriese Multiservizi ha ceduto alla beneficiaria Aem Tirano l’attività di distribuzione di gas naturale con contestuale cambio di denominazione sociale da Aem Tirano ad Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna;
- in aprile Estra Reti Gas ha incorporato Aurelia Distribuzione e Coingas Distribuzione;
- in luglio il Comune di Riccia ha ceduto a Molise Gestioni la distribuzione di gas naturale nell’unica località servita dal Comune stesso e l’impresa Collino e C. ha ceduto l’attività di distribuzione di gas naturale ad Acqui Rete Gas, società che si è aggiudicata la gara bandita dal Comune di Acqui Terme per le attività di distribuzione e misura del gas naturale;
- in settembre SPIM ha ceduto l’attività di distribuzione di gas nell’unico comune che serviva ad Acsm-Agam reti gas-acqua e Metano Borgomanero ha ceduto l’attività di distribuzione a Metanprogetti;
- in ottobre Metano Casalpusterlengo ha ceduto l’attività di distribuzione a Lodigiana Infrastrutture;
- Favellato Reti ha acquisito l’attività di distribuzione gas da Favellato Claudio e Sida Impianti a novembre;
- a fine dicembre Melfi Rete Gas ha acquisito l’attività di distribuzione gas da Melfi.

Complessivamente i 229 operatori attivi nel 2011 hanno distribuito 34,1 G(m³), 2,1 in meno dell’anno precedente. Tra il 2010 e il 2011

è rimasta invariata la numerosità delle imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti); sono aumentate di due unità le grandi imprese (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000) e di una unità i piccoli operatori (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000); sono invece diminuiti di cinque unità gli operatori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti, e di due unità i piccolissimi (con meno di 5.000 clienti). La riduzione dei volumi distribuiti, in totale del 5,9%, non ha interessato in modo uniforme le fasce di imprese: nell’ordine, la contrazione dei volumi distribuiti ha colpito di più le medie imprese (-31%), i piccolissimi operatori (-9,8%), le società molto grandi (-6,7%) e i piccoli (-2%).

In controtendenza solo i grandi, i cui volumi distribuiti hanno registrato un lieve incremento, pari al 3,5%, rispetto al 2010. Il numero di soggetti che supera la soglia dei 100.000 clienti serviti alla quale scatta l’obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell’Autorità sull’ unbundling, è tornato pari a 34 (dai 32 del 2010), come nel 2009. Queste imprese, che corrispondono al 14,8% delle aziende attive nel settore, complessivamente coprono l’82,5% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2010 coprivano l’80,8%). Le restanti 195 imprese attive nel settore distribuiscono poco più di un sesto dei volumi totali (Tav. 3.12). La tavola 3.13 mostra il dettaglio dell’attività di distribuzione nel 2011, elencando, per regione, il numero di clienti (gruppi di misura), di comuni serviti, di concessioni esistenti, i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti 34,1 G(m³) a poco più di 22 milioni di clienti residenti in 6.900 comuni che hanno attribuito il servizio per mezzo di circa 6.400 concessioni.

TAV. 3.13

Attività di distribuzione
per regione nel 2011
Clienti in migliaia; volumi erogati
in M(m³)

REGIONE	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	CONCESSIONI	QUOTA %
Valle d'Aosta	20	24	54	36	0,2%
Piemonte	2.008	1.052	3.894	974	11,4%
Liguria	862	156	903	151	2,6%
Lombardia	4.766	1.553	9.073	1.322	26,6%
Trentino Alto Adige	227	184	573	183	1,7%
Veneto	2.063	658	4.161	554	12,2%
Friuli Venezia Giulia	529	197	887	186	2,6%
Emilia Romagna	2.277	381	4.479	297	13,1%
Toscana	1.566	253	2.249	241	6,6%
Lazio	2.217	319	2.218	300	6,5%
Marche	658	236	976	197	2,9%
Umbria	340	93	530	78	1,6%
Abruzzo	617	290	730	263	2,1%
Molise	125	135	135	137	0,4%
Campania	1.312	420	1.049	402	3,1%
Puglia	1.251	253	1.058	250	3,1%
Basilicata	194	127	197	114	0,6%
Calabria	399	281	282	344	0,8%
Sicilia	960	323	642	337	1,9%
ITALIA	22.391	6.935	34.090	6.366	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma stabile nel tempo, che riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse aree geografiche e la distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna erogano più del 10% ciascuna e il 50% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono ciascuna una quota superiore al 5%, nove regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti quattro 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 71% del gas totale a poco meno di 13 milioni di clienti; seguono il Centro con il 20,1% del gas erogato a 5,5 milioni di clienti e il Sud e Isole con il 9,5% di gas a 4 milioni di clienti. Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti sia al Nord, sia al Centro, mentre accade il contrario al Sud e Isole (1.447 concessioni per 1.404 comuni serviti).

Secondo i dati forniti all'Autorità nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas, le nuove metanizzazioni nel 2011 hanno riguardato 31 località: 6 al Nord (Lombardia, Veneto, Emilia Romagna), 8 al Centro (Toscana, Umbria e Abruzzo) e 17 al Sud e nelle Isole (Molise, Campania, Calabria e Sicilia). Inoltre vi sono stati 65 trasferimenti di località tra distributori (al netto di trasferimenti dovuti a operazioni societarie). Interessante è anche osservare i livelli di concentrazione nelle diverse regioni misurati negli ultimi due anni attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote della distribuzione (calcolate sui volumi distribuiti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.14).

La massima concentrazione si registra in Valle d'Aosta, dove la presenza di un unico operatore porta l'indicatore al valore 100. Anche senza considerare questa regione, i dati mostrano livelli di concentrazione complessivamente piuttosto elevati che permangono nel tempo. In 13 regioni su 19 il livello del C3 supera il 70%, in 8 regioni supera l'80% e in 3 regioni supera addirittura il 90% (nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio e Liguria). Il livello più basso si osserva in Lombardia, con il 42,8% e ben 61 operatori presenti, e in Veneto, dove la quota

dei primi tre sui 32 soggetti presenti è del 46,3%. Lombardia e Veneto sono anche le uniche due regioni in cui il livello di concentrazione è inferiore al 50%.

Più in generale i dati mostrano, naturalmente, che quote della distribuzione relativamente basse si osservano nelle regioni in cui il numero di operatori è abbastanza ampio. Vi sono però alcune significative eccezioni. Da notare i casi dell'Emilia Romagna, dove il livello di concentrazione è piuttosto elevato e pari al 77,9% nonostante la presenza di 25 soggetti, e della Campania, dove il C3 supera il 77% in presenza di 24 operatori. All'opposto, in Puglia risultano operare 11

soggetti e la quota dei primi tre è inferiore, anche se di poco, al 70%. I dati mostrano, infine, un aumento della concentrazione rispetto al 2010 in sette regioni e lievi miglioramenti in nove. Nel 2010, però, erano sette le regioni in cui il C3 era superiore all'80%, contro le attuali otto. Da sottolineare il notevole incremento della concentrazione in Toscana di quasi sette punti percentuali e in Abruzzo di un punto rispetto allo scorso anno. Il dato toscano deriva dall'operazione di incorporazione in Estra Reti Gas di Coingas Distribuzione (vedi supra). Nel 2010, infatti, le due società erano, rispettivamente, il secondo e il terzo operatore per volumi distribuiti della regione.

TAV. 3.14

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	2010		2011		% DI CLIENTI SERVITI
		C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	C3	
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Piemonte	31	69,0	69,9	30	69,0	70,5
Liguria	10	90,1	89,0	10	90,4	88,9
Lombardia	62	43,8	47,3	61	42,8	47,4
Trentino Alto Adige	12	83,1	85,7	12	82,9	85,6
Veneto	32	46,8	47,6	32	46,3	47,4
Friuli Venezia Giulia	9	77,5	81,8	9	77,9	82,1
Emilia Romagna	25	77,9	78,4	25	77,9	76,7
Toscana	13	78,5	76,1	11	85,1	84,6
Lazio	13	93,4	93,4	13	93,0	93,4
Marche	28	58,7	57,9	27	58,5	58,1
Umbria	11	70,3	67,1	11	71,4	68,5
Abruzzo	26	63,3	64,0	26	62,8	63,6
Molise	12	75,3	74,0	11	76,4	73,8
Campania	23	76,6	79,9	24	77,2	79,5
Puglia	11	69,7	70,3	11	69,9	70,4
Basilicata	13	84,0	81,2	14	83,7	81,0
Calabria	10	89,1	90,7	11	88,8	90,6
Sicilia	13	81,0	78,0	13	80,4	77,9

Livelli di concentrazione nella distribuzione
Quota di mercato dei primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.15 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2011, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'Indagine annuale. Come nel 2010, sono solo due le società che svolgono l'attività di distribuzione quotate in Borsa: Hera e Ascopiave. Seppure vi sono ormai molti gruppi energetici quotati alla Borsa valori, infatti, l'unica impresa presente nel listino

ufficiale è la capogruppo, mentre le attività di distribuzione sono affidate a società non quotate.

Le quote di capitale sociale di Hera e Ascopiave detenute in Borsa pesano per appena lo 0,3% sul totale delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Quasi il 40% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici (nel 2010 era il 42%), mentre il 19% è relativo a quote detenute da

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

società diverse. Il 15,3% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche, leggermente aumentata rispetto al 14,4% dello scorso anno. Complessivamente le quote detenute da imprese energetiche sono salite di un punto percentuale rispetto

allo scorso anno, raggiungendo il 25,7%. Più precisamente, le quote appartengono a imprese energetiche nazionali nel 12,9% dei casi (13,1% nel 2010), imprese energetiche locali nel 12,1% dei casi (11% nel 2010) e imprese energetiche estere nello 0,7% (0,6% nel 2010).

TAV. 3.15

Composizione societaria
dei distributori nel 2011

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	39,5
Società diverse	18,9
Persone fisiche	15,3
Imprese energetiche nazionali	12,9
Imprese energetiche locali	12,1
Imprese energetiche estere	0,7
Flottante	0,3
Istituti finanziari nazionali	0,2
Istituti finanziari esteri	0,0
TOTALE	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.16

Infrastrutture di distribuzione
e loro proprietà nel 2011

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	COMUNE
Valle d'Aosta	5	50	0,3	166,2	196,5	98,6	0,8
Piemonte	768	31.160	80,7	11.974,0	11.075,4	87,7	5,1
Liguria	70	3.153	57,4	1.932,5	4.221,3	72,6	0,1
Lombardia	1.447	15.724	103,4	14.601,6	31.847,0	73,0	15,3
Trentino Alto Adige	206	19.162	182,7	2.023,6	1.885,4	93,3	6,4
Veneto	686	10.586	475,0	10.600,5	18.420,0	78,3	14,5
Friuli Venezia Giulia	130	1.171	5,2	2.144,2	5.040,2	70,9	28,4
Emilia Romagna	378	14.324	304,3	17.159,3	12.815,0	70,0	14,1
Toscana	311	8.983	248,2	6.188,7	9513,6	56,7	10,4
Lazio	300	2.136	167,6	7.064,2	7616,5	94,9	5,0
Marche	306	2.223	21,9	4.401,8	4640,4	51,8	30,9
Umbria	105	1.346	106,4	1.870,3	3227,9	65,2	34,2
Abruzzo	205	2.229	1,4	4.553,8	4834,8	72,8	24,1
Molise	85	510	0,3	1.073,7	1128,9	72,9	26,8
Campania	364	4.532	17,8	3.975,8	7824,4	77,6	16,4
Puglia	215	1.539	101,4	3.346,9	8377,7	92,2	7,7
Basilicata	112	458	0,8	896,6	1601,4	71,1	28,5
Calabria	196	803	34,8	2.469,7	3455,3	90,6	9,4
Sicilia	209	1.743	60,4	4.235,4	8025,9	95,3	2,2
Non in funzione	-	-	5,3	101,1	144,7	-	-
ITALIA	6.098	121.832	1975,2	100.780,4	145.892,5	82,4	6,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.17 mostra l'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2011 di clienti e volumi 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 tre usi contemporaneamente: riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria. Tale categoria incide per il 64,5% dei clienti e per il 43,1% dei consumi; il consumo medio di questi clienti si aggira intorno ai 1.000 m³/anno. Importanti in termini di numerosità dei clienti sono anche gli usi di "cottura cibi e produzione di acqua calda", che rappresentano il 10,3% del totale, e il solo uso di "cottura cibi" che conta per il 10,6%. Abbastanza rilevante appare

anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 6% dei clienti complessivamente allacciati alle reti. Oltre alle categorie già citate, in termini di volumi erogati risultano significativi l'uso del solo riscaldamento individuale o centralizzato (14,9%) e quello tecnologico artigianale-industriale (15,4%), il cui consumo medio si aggira intorno ai 23.000 m³/anno. Da rilevare come, con l'eccezione dell'uso per cottura cibi, il consumo medio risulta diminuito rispetto al 2010 praticamente per tutte le categorie, seppure non nella medesima proporzione. Complessivamente esso è sceso del 6,7%, passando da 1.632 a 1.523 m³; tra gli usi che hanno evidenziato i cali maggiori vi sono soprattutto quelli legati al condizionamento.

CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
Uso cottura cibi	10,6%	1,4%	201
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6%	0,2%	578
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,3%	2,0%	295
Uso condizionamento	0,1%	0,1%	2.539
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,6%	14,9%	6.382
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	64,5%	43,1%	1.017
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	6,0%	4,0%	1.017
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,6%	3,7%	3.474
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,4%	1,1%	4.590
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5%	4,5%	13.251
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9%	9,4%	16.543
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,2%	15.244
Uso tecnologico (artigianale-industriale)	1,0%	15,4%	22.822
TOTALE	100,0%	100,0%	1.523

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.17

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2011
Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2011 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione (gruppi di misura) in base ai volumi distribuiti è valutabile tramite i dati della ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo (Tav. 3.18). L'incidenza complessiva delle prime due classi, nelle quali ricadono le famiglie che consumano al massimo 480 m³ all'anno, è pari al 42,4% in termini di numerosità e al 4,6% in termini di volumi prelevati. La classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura, sia di volumi è quella che prevede un consumo

annuo compreso tra 481 e 1.560 m³ dove 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: esse infatti assorbono poco meno della metà del gas distribuito (48,7%).

Circa la numerosità dei clienti per fascia di prelievo, è appena il caso di osservare come essa risulti più ampia se in luogo dei grup-

pi di misura³ (GdM) si contano i punti di riconsegna⁴ (PdR). Complessivamente, infatti, la numerosità dei punti di riconsegna risulta maggiore di circa un milione di unità rispetto ai gruppi di misura. La differenza, però, è quasi integralmente imputabile alla fascia di

prelievo più piccola dove, probabilmente, sono più frequenti i casi di realizzazione di impianti di derivazione, per esempio per un condominio appena costruito, cui successivamente non segue la richiesta di un contratto di fornitura e dunque l'installazione del "contatore".

TAV. 3.18

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo
Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2011 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA % SU GRUPPI DI MISURA	QUOTA % SU VOLUMI
0-120	5.735	4.716	169	21,1%	0,5%
121-480	4.796	4.768	1.401	21,3%	4,1%
481-1.560	9.255	9.209	8.579	41,1%	25,2%
1.561-5.000	3.217	3.203	7.378	14,3%	21,6%
5.001-80.000	474	472	7.322	2,1%	21,5%
80.001-200.000	15	15	1.797	0,1%	5,3%
200.001-1.000.000	7	7	2.884	0,0%	8,5%
Oltre 1.000.000	2	2	4.559	0,0%	13,4%
TOTALE	23.501	22.391	34.090	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante è anche osservare la distribuzione di clienti (gruppi di misura) e consumi nelle varie regioni secondo le tipologie di clienti individuate nel Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)⁵ (Tav. 3.19).

I clienti domestici in Italia, 20 milioni circa, rappresentano poco più dell'89% del totale, ma consumano poco meno del 50% dei volumi complessivi. I condomini con uso domestico contano per lo 0,9% in termini di clienti, ma per l'8% in termini di consumi; gli altri usi rappresentano quasi il 10% dei clienti e il 42,6% dei volumi distribuiti. L'incidenza degli altri usi, che comprendono i clienti del commercio, dei servizi e i piccolissimi industriali, è maggiore al Nord (5,2% dei clienti e 22,6% dei volumi distribuiti) rispetto al Centro (5,1% dei clienti e 20,3% dei volumi) e soprattutto rispetto al Sud e alle Isole (4,2% dei clienti e 14,3% dei volumi).

Il consumo medio dei clienti domestici in Italia si aggira intorno ai 850 m³, quello dei condomini con uso domestico intorno a 13.000 m³ e quello degli altri usi di poco inferiore a 6.500 m³

(in forte riduzione rispetto al 2010 con consumi poco inferiori a 10.000 m³). Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenti territorialmente, con consumi medi al Nord che appaiono decisamente maggiori, indipendentemente dalla tipologia dei clienti. A fronte dei 977 m³ al Nord, infatti, i clienti domestici risultano mediamente consumare 726 m³ al Centro e 592 m³ al Sud; i condomini con uso domestico evidenziano rispettivamente consumi medi nell'ordine pari a 13.921, 10.674 e 8.788 m³; infine, i valori di consumo medio emergono per gli altri usi sono di 8.250 m³ al Nord, 4.966 m³ al Centro e 2.670 m³ al Sud e Isole. La delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, ha reso obbligatoria, secondo una pianificazione temporale graduale, la messa in servizio di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, al fine di porre i presupposti funzionali e tecnologici per lo sviluppo del mercato regolamentato del gas naturale e del nuovo servizio di bilanciamento; facilitare il superamento di possibili inefficienze e discriminazioni tramite il miglioramento del processo

³ Per gruppo di misura si intende la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale, che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto del cliente finale. Il gruppo di misura comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

⁴ Il punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

⁵ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.19

CLIENTI	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI	
	VOLMI	CLIENTI	VOLMI	CLIENTI	VOLMI	COMUNE
Valle d'Aosta	16,4	16,1	0,8	6,5	3,2	31,2
Piemonte	1.737,5	1.573,8	37,3	493,0	232,8	1.827,1
Liguria	800,3	450,0	11,3	221,3	50,1	231,7
Lombardia	4.247,8	4.211,0	52,9	844,0	465,3	4.017,6
Trentino Alto Adige	193,9	179,3	6,3	49,5	27,1	344,1
Veneto	1.831,3	2.008,0	16,3	170,4	215,3	1.982,9
Friuli Venezia Giulia	477,0	460,7	5,0	68,9	47,0	357,5
Emilia Romagna	1.978,9	2.128,8	25,1	304,2	272,8	2.045,6
Toscana	1.430,3	1.160,4	15,2	120,0	120,7	968,9
Lazio	2.020,2	1.155,7	22,6	300,9	173,8	761,5
Marche	585,9	552,5	4,8	35,5	67,1	388,3
Umbria	304,2	243,1	1,5	16,5	34,5	270,3
Abruzzo	474,5	378,2	1,6	8,4	141,4	343,1
Molise	103,0	79,6	0,3	10,1	21,8	45,4
Campania	1.184,5	654,1	3,6	39,3	123,6	355,3
Puglia	1.178,8	789,5	2,2	15,4	69,7	253,2
Basilicata	173,3	137,3	0,6	8,5	19,9	51,5
Calabria	334,3	197,4	0,9	3,6	64,0	81,0
Sicilia	890,0	449,2	1,5	10,2	68,8	182,9
ITALIA	19.962,0	16.825,0	209,8	2.726,4	2.219,0	14.539,1

Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2011
Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di contabilizzazione del gas naturale prelevato dai clienti finali e l'innovazione tecnologica dei gruppi di misura; migliorare la qualità dei servizi di misura, di vendita e di distribuzione del gas naturale favorendo la consapevolezza dei consumi.

Il programma temporale fissato prevedeva l'installazione obbligatoria di un misuratore elettronico:

- entro la fine del 2010 ai clienti con classe del gruppo maggiore di G40;
- entro la fine del 2011 ai clienti con classe del gruppo di misura compresa tra G16 e G40;
- entro la fine del 2012 ai clienti con classe del gruppo di misura compresa tra G6 e G16.

Per i clienti di più piccole dimensioni, ovvero quelli con classe del gruppo di misura inferiore a G6, la delibera ha stabilito l'installazione obbligatoria dei misuratori elettronici all'80% di questa clientela in quattro anni. Tra il 2012 e il 2016, infatti, i distributori devono sostituire il misuratore tradizionale a quote minime di tali clienti, ogni anno sempre più elevate (a partire dal 5% entro la fine del 2012).

La diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2011 evidenzia alcuni ritardi nell'implementazione del provvedimento dell'Autorità (Tav. 3.20). A tale data, infatti, vi è ancora un 29% di gruppi di misura di classe superiore a G40 di tipo tradizionale, così come i misuratori di classe G40 risultano tradizionali ancora nel 64% dei casi.