3.
Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

Nel terzo trimestre del 2013 il PIL, sostenuto dalle esportazioni e dalla variazione delle scorte, ha interrotto la propria caduta e nel quarto trimestre è tornato a crescere, seppure in misura molto modesta (0,1% sul periodo precedente), interrompendo la fase recessiva avviatasi nell'estate del 2011. Nonostante questi primi segnali di miglioramento, per tutto lo scorso anno le condizioni economiche sono rimaste molto difficili in Italia, specie per le aziende di più piccole dimensioni e per quelle del settore dei servizi. Le prospettive di miglioramento, legate principalmente alla crescita dell'attività economica mondiale e degli scambi internazionali, sono rimaste infatti sinora alla portata delle imprese industriali di maggiori dimensioni e di quelle più orientate verso i mercati esteri.

La riduzione dei consumi e delle produzioni hanno messo in difficoltà, per tutto il 2013, tutti i settori energetici, compreso quello del gas. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo si è fermato a 70,1 G(m^3), registrando così un'altra diminuzione, la terza consecutiva, del 6,5% rispetto all'anno precedente, e tornando su valori rilevati tra il 1999 e il 2000.

Con l'eccezione dell'autotrazione, i cui consumi sono saliti del 6,6%, tutti i settori hanno evidenziato un abbassamento dei prelievi, specialmente quelli per la generazione elettrica.

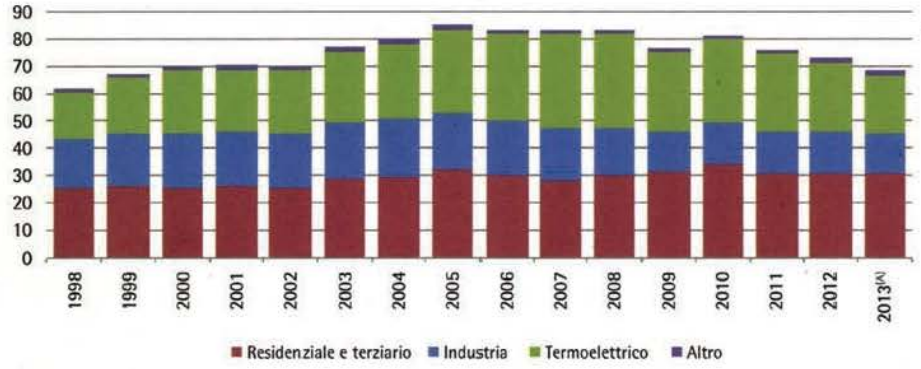
Complici le temperature relativamente miti nei mesi freddi dell'anno, i consumi del settore civile (residenziale e terziario) sono scesi dell'1,4%, passando da 31,2 a 30,8 G(m^3); gli usi non energetici hanno registrato una caduta del 2,8%.

Nell'ambito degli usi produttivi un calo minore ha interessato l'agricoltura (-1,3%), seguita dall'industria, i cui consumi sono scesi a 14,6 G(m^3), cioè del 2,7%.

Un altro crollo (-15,7%), invece, si è avuto per il settore termoelettrico, la cui domanda si è fermata a 21,2 G(m^3), una riduzione ancor più forte di quella dello scorso anno. Se i dati verranno confermati, il consumo di gas per la produzione elettrica risulterà diminuito di 10 G(m^3) in quattro anni, visto che nel 2010 superava, anche se di poco, i 30 G(m^3).

FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore
G(m³)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Come mostra la figura 3.1, dal punto di massimo toccato nel 2005, la domanda finale complessiva è diminuita del 20%, ma la riduzione è stata quasi integralmente a carico degli usi produttivi: infatti, mentre i consumi del settore civile hanno tenuto, gli usi dell'industria e quelli della generazione elettrica si sono ridotti di circa un terzo rispetto ai livelli di quell'anno. Se invece si prende a riferimento il 2000, anno della liberalizzazione, si osserva che i livelli di consumo sono rimasti complessivamente invariati (-2%), ma la composizione settoriale mostra che la stabilità è stata garantita dalla sostituzione dei consumi civili (cresciuti di oltre un quinto) a quelli industriali (crollati di quasi un terzo) e, in misura minore, a quelli del termoelettrico (diminuiti del 7% circa).

Con la domanda finale in netta riduzione non stupisce che anche la produzione nazionale nel 2013 sia stata mantenuta bassa: dopo tre anni di lievi aumenti, infatti, lo scorso anno si è fermata a 7,7 G(m³), un valore del 10% inferiore a quella del 2012.

La contrazione dei consumi ha contribuito all'ulteriore e significativa riduzione delle importazioni (-8,5%), con un calo di 5,8 G(m³). Le esportazioni invece, seppure ancora trascurabili, hanno evidenziato un altro buon incremento, passando da 139 M(m³) a 228 M(m³). Le importazioni nette, quindi, sono risultate pari a 61,7 G(m³). Diversamente dai tre anni precedenti, nel 2013 non si è assistito a un incremento delle scorte: anzi, dagli stoccaggi sono stati prelevati 0,6 G(m³). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore dei consumi nazionali nel 2013 è risultato pari a 68,2 G(m³), un valore del 6,5% più basso del 2012 e simile a quello registrato tra il 1999 e il 2000.

Per la prima volta da diversi anni il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) si è ridotto di due punti percentuali, essendo sceso all'88,4% dal 90,4% del 2012.

Il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato anche quest'anno redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, istituita, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa dichiari di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè la somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Al pari degli anni scorsi, peraltro, i volumi di gas destinati al mercato finale e all'autoconsumo, rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale, risultano superiori (e diversamente ripartiti tra settori di consumo) rispetto a quelli pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico. Le differenze sono da attribuire alla difficoltà di ottenere dagli operatori dati di competenza relativi all'anno indagato, oltre che riportati a un valore del potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m³), nonché alla diversa attribuzione del gas venduto a ciascun tipo di clientela operata dai partecipanti all'Indagine. Come di consueto, comunque, tutte le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Analogamente a quanto osservato nel 2012, nell'anno 2013 i principali gruppi sono risultati Eni, Edison e GdF Suez; gli impieghi per i tre gruppi sono stati, rispettivamente, pari a 37,8 G(m³), 19,7 G(m³)

e 19,5 G(m³). Nella classe dei gruppi che hanno impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³), vi sono due gruppi con vendite e autoconsumi che, nel caso di Royal Dutch Shell, corrispondono a 14,7 G(m³), mentre nel caso di Enel a 12,8 G(m³). Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m3), sono presenti 11 gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 4,6 G(m³) di E.On ai 2 G(m³) di Roma Gas & Power; gli altri gruppi appartenenti a questa classe sono Hera, A2A (che era inclusa nella classe 10-15 G(m³) nel 2012), ENOI, Sorgenia, Vitol, Iren, Duferco Group, Unogas e VNG Italia.

La classe successiva, 1-2 G(m³), comprende anche quest'anno sette gruppi: il più grande è Axpo Group con 1,7 G(m³) di impieghi, mentre il più piccolo è Energy.Com con impieghi di quasi 1,1 G(m³).

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2013

G(m³): valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENI	15-18 G(m³)	10-15 G(m³)	2-10 G(m³)	1-2 G(m³)	0,1-1 G(m³)	< 0,1 G(m³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,7	0,4	0,6	-	-	0,2	0,0	8,0
Importazioni nette[A]	30,6	13,3	7,3	3,8	3,1	2,9	0,0	61,0
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	-	-	-	0,03	-	0,03
Variazioni scorte	-0,5	-0,1	0,7	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4
Stoccaggi al 31 dicembre 2012	2,3	1,3	1,6	1,6	0,4	1,5	0,0	8,6
Stoccaggi al 31 dicembre 2013	2,8	1,3	0,9	1,3	0,4	1,4	0,0	8,2
Acquisti sul territorio nazionale	2,9	25,8	17,8	29,7	5,8	23,3	4,3	109,5
da Eni	0,2	0,5	1,1	5,6	1,1	2,5	0,6	11,7
da altri operatori	2,8	25,3	16,7	24,0	4,7	20,7	3,7	97,8
Acquisti in Borsa	-	0,2	0,3	0,6	0,5	1,2	0,1	3,0
Cessioni ad altri operatori nazionali	15,6	24,7	19,6	21,7	7,9	14,2	0,5	104,1
- di cui vendite al PSV	10,4	18,0	11,3	13,1	6,3	7,5	0,3	66,9
Vendite in Borsa	0,3	0,5	0,3	0,5	0,2	0,8	0,0	2,6
Trasferimenti netti	-1,6	-0,1	1,1	0,4	0,1	0,5	0,1	0,5
Consumi e perdite[B]	0,4	0,4	0,3	0,3	0,1	0,3	0,0	1,8
Autoconsumi	5,5	3,3	0,1	0,9	-	0,5	0,2	10,5
Vendite finali	16,4	10,7	7,6	11,3	1,3	12,4	3,7	63,3
- di cui a clienti finali collegati	0,5	1,2	1,8	3,4	0,0	1,4	0,2	8,6
Al mercato libero	12,0	9,8	6,1	8,3	0,7	9,2	2,4	48,6
Al mercato tutelato	4,4	0,9	1,4	3,0	0,5	3,2	1,3	14,8
Vendite finali per settore								
Domestico	4,3	1,3	2,6	2,9	0,5	3,5	1,5	16,6
Condominio uso domestico	0,5	0,1	0,1	0,8	0,0	0,7	0,5	2,8
Commercio e servizi	1,9	0,4	0,5	1,3	0,4	2,4	0,7	7,5
Industria	7,3	3,6	2,4	1,8	0,3	4,2	0,7	20,3
Generazione elettrica	2,1	5,3	2,0	4,2	0,0	1,1	0,1	14,8
Attività di servizio pubblico	0,2	0,1	0,0	0,2	0,0	0,6	0,2	1,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.
(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nelle ultime due classi ricadono, rispettivamente, 81 e 237 gruppi, tra i quali vi sono diversi operatori che hanno la casa madre all'estero; i gruppi appartenenti all'ultima classe sono ovviamente quelli con valore degli impieghi piuttosto limitati, che vanno dagli 87 M(m³) del più grande ai poco più di 1.000 m³ del più piccolo.

Come si spiegherà più diffusamente nel corso del presente Capitolo, continuano a registrarsi nuovi ingressi nel mercato; questo aspetto, unito al fatto che la mobilità dei gruppi nelle diverse classi è sempre di particolare rilevanza, fa sì che la connotazione delle classi sia diversa rispetto al passato.

La produzione nazionale è sostanzialmente tutta in capo al gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni altri piccoli coltivatori.

Relativamente alle importazioni continua la diminuzione delle

stesse a livello nazionale; il fenomeno ha riguardato tutte le classi, a eccezione della classe 10-15 G(m^3) – che quest'anno include il tradizionale gruppo importatore Royal Dutch Shell – e della classe 0,1-1 G(m^3), in particolare grazie all'ingresso, in questa classe, di gruppi che lo scorso anno afferivano alla classe degli operatori più grandi.

Per quello che riguarda il mercato all'ingrosso, continua la tendenza registrata in questi ultimi anni a differenziare maggiormente le modalità di approvvigionamento e le controparti, tanto che il gas acquistato direttamente da Eni rispetto al totale approvvigionato è sceso al 6,4% (nel 2012 tale quota era pari al 7,2%).

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, nel 2013 sono risultate pari al 59% dei volumi venduti e autoconsumati e appaiono molto significative in tutte le classi (eccetto quella che comprende i gruppi più piccoli), passando dalla quota del 42% di Eni (nel 2012 la quota era del 39%), al 54% della classe 0,1-1 G(m^3), al 64% delle classi 15-18 G(m^3) e 2-10 G(m^3), al 72% della classe 10-15 G(m^3), fino ad arrivare all'86% della classe 1-2 G(m^3). Rispetto al 2012, le uniche classi in cui si è registrata una diminuzione del gas destinato al mercato all'ingrosso sono quella degli operatori che hanno impieghi compresi tra 2 e 10 G(m^3) e quella dei soggetti con impieghi inferiori a 0,1 G(m^3).

D'altra parte, anche gli acquisti e le vendite in Borsa sono aumentati in modo considerevole rispetto al 2012 e hanno certamente contribuito a vivacizzare questa fase della filiera dove sono attivi 168 operatori (16 in più dello scorso anno), di cui ben 67 svolgono unicamente attività di vendita all'ingrosso (13 in più rispetto allo scorso anno). Da notare anche il valore delle vendite al Punto di scambio virtuale (PSV) che nel 2013 sono state pari a 67 G(m^3), rappresentando circa il 63% delle vendite all'ingrosso; in tutte le classi, le vendite al PSV ammontano a oltre il 50% del totale, raggiungendo il 77,5% nella classe cui afferiscono i gruppi che hanno venduto e/o autoconsumato tra 1 e 2 G(m^3).

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi è stata, nel 2013, pari al 5,8%, risultando particolarmente rilevante nei gruppi più grandi, che generalmente dispongono di impianti di produzione di energia elettrica. Inoltre, se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo rimanga considerevole, seppure in diminuzione negli anni più recenti: esso, infatti, equivale al 10,5% del gas complessivamente impiegato (la stessa quota nel 2011 era pari al 13,3% e nel 2012 era pari a 12,3%). Eni destina il 16% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre i gruppi appartenenti alle tre classi principali gli riservano rispettivamente l'11,5%, il 6,6% e il 12,5%.

Le vendite al mercato finale hanno rappresentato anche nel 2013 il 35% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m^3), tuttavia, questa quota è pari all'83,8%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m^3) tali vendite equivalgono al 44,5% del gas impiegato e per Eni al 43,3%.

La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2013 il 23,3% delle vendite complessive al mercato finale; le ragioni che hanno comportato la notevole diminuzione dei clienti serviti in regime tutelato sono diffusamente spiegate nel corso del Capitolo.

Si noti, comunque, che per gli operatori delle tre classi più piccole la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata rispettivamente pari al 41,4%, al 25,7% e al 36,1%. Appartengono infatti a queste classi gli operatori in cui le vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) sono particolarmente elevate, fino a raggiungere il 75,8% delle vendite finali nel caso dei gruppi con impieghi inferiori ai 100 M(m^3), il 74% nel caso dei gruppi della classe 1-2 G(m^3) e il 57,6% nel caso dei gruppi della classe 0,1-1 G(m^3). Ciò conferma che quanto più un operatore è piccolo, tanto più tende ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita che risale a prima della liberalizzazione.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Con la domanda complessiva ancora in calo per il terzo anno consecutivo, ha subito un arresto la modesta crescita che caratterizzava la produzione nazionale negli anni più recenti, dopo un lungo periodo di declino (Fig. 3.2). Secondo i dati provvisori del Bilancio energetico nazionale diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2013, infatti, l'estrazione di gas sul territorio nazionale si è fermata a 7.735 M(m^3), evidenziando quindi una diminuzione del 10,1% rispetto al 2012, per una copertura del fabbisogno interno pari all'11% circa. Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2013, pari a 7.709 M(m^3) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente –, è stata ottenuta per il 31% da giacimenti a terra e per il 69% da coltivazione in mare (Fig. 3.2). La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.425 M(m^3), è diminuita solo del 2,1% rispetto al 2012, mentre un netto ridimensionamento (-12,4%) ha riguardato la produzione in mare, quest'anno pari a 5.284 M(m^3).

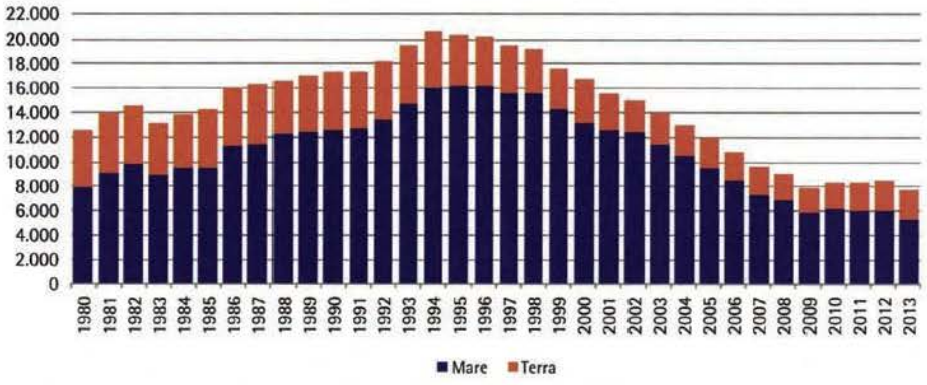


FIG. 3.2

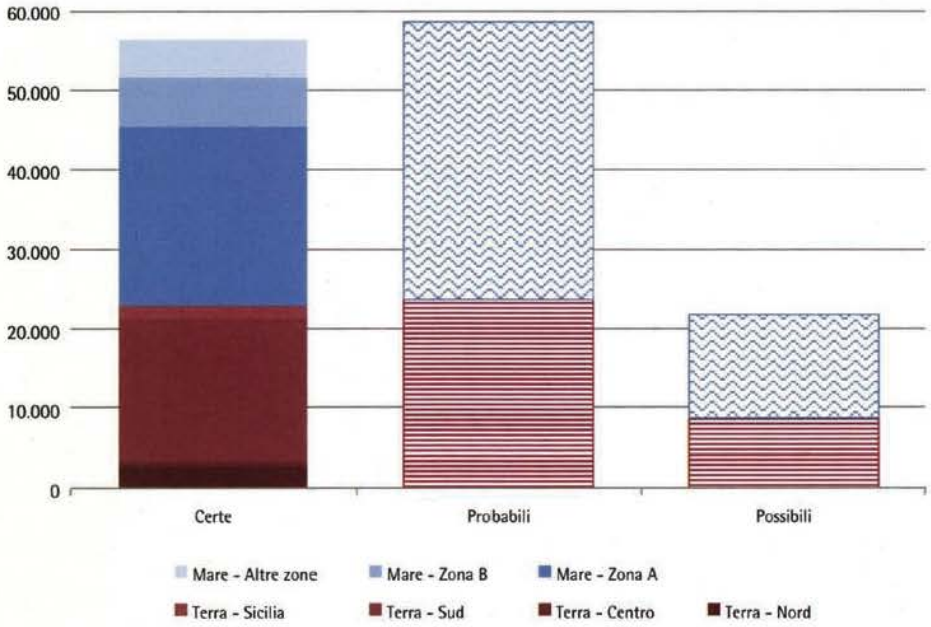
Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m^3)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

La Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2013 in 56,2 G(m^3) e quelle probabili in 58,5 G(m^3) (Fig. 3.3). Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per continuare a produrre per poco meno di sette anni. Ma occorre sempre ricordare che la valutazione delle riserve subisce continue rivalutazioni e che nuovi investimenti potrebbero trasformare in riserve certe parte di quelle attualmente giudicate solo probabili o possibili (a fine 2013 queste ultime sono state valutate in 21,9 G(m^3) aggiuntivi). La parte più rilevante delle riserve certe, il 59%, si trova in mare, mentre il restante 41% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (32%).

FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2013
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2013
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.745	84,8%
Royal Dutch Shell	580	7,3%
Edison	408	5,1%
Gas Plus	189	2,4%
Altri	35	0,4%
TOTALE	7.958	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	7.735	–

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

In base ai dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2013 sono stati estratti complessivamente 7.958 M(m³) da 17 imprese, riunite in 12 gruppi societari[1].

L'85% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, che rimane l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, quest'anno Royal Dutch Shell con il 7,3%. Da diversi anni, quest'ultimo si alterna nella seconda e nella terza posizione con il gruppo Edison. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota del 2,4%.

1 Diversamente dagli anni scorsi, il dato complessivo risulta leggermente superiore a quello di fonte ministeriale, ma anche qui possono valere le considerazioni circa il potere calorifico utilizzato nella stima dei dati che potrebbero essere differenti.

Importazioni

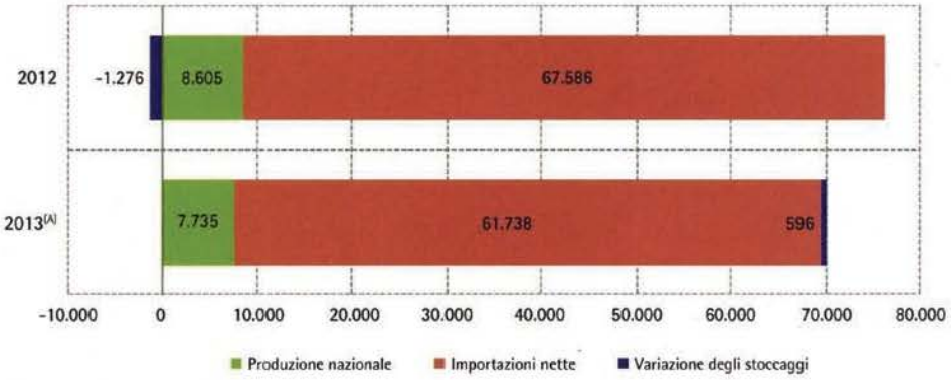
Nel 2013 le importazioni hanno registrato un'ulteriore significativa riduzione, coerentemente con la diminuzione del consumo nazionale di gas. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, i quantitativi di gas importato nel 2013 sono scesi a 61.966 M(m³). Poiché nel 2012 erano entrati in Italia 67.725 M(m³), la contrazione è stata dell'8,5%. Le esportazioni, invece, sono aumentate del 64%, passando da 139 a 228 M(m³). Le importazioni nette hanno, quindi, evidenziato un calo leggermente più forte, pari a -8,7%, scendendo poco al di sotto di 62 G(m³) (Fig. 3.4).

Diversamente da quanto è accaduto negli ultimi quattro anni, i prelievi da stoccaggio hanno superato le immissioni, pertanto a fine anno i quantitativi di gas in deposito sono risultati inferiori di 596 M(m³) rispetto a quelli presenti a fine 2012.

Poiché la produzione nazionale si è fermata, come si è appena visto, a 7.735 M(m³) e considerando la stima ministeriale dei consumi di rete e delle perdite di sistema, pari a 1.870 M(m³), i quantitativi di gas immessi in rete nel 2013 sono valutabili in 68.199 M(m³), 6,5 punti percentuali al di sotto di quelli del 2012. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere, in compenso, è sceso dal 90,4% all'88,4%.

FIG. 3.4

Immissioni in rete nel 2012 e nel 2013
M(m³)



(A) Dati preconsuntivi per il 2013.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

La figura 3.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza del gas stesso. In un quadro di generale contrazione dei livelli di consumo, e quindi di importazione, quasi tutti i Paesi di origine del gas importato in Italia mostrano una significativa discesa nei volumi.

Spicca, in particolare, la caduta dei quantitativi provenienti dall'Algeria, che sono stati in parte compensati dai maggiori flussi provenienti dalla Russia.

Nel 2013 dall'Algeria sono stati importati 9 G(m³) in meno di gas rispetto all'anno precedente. Il vistoso calo (-42%) è da attribuire principalmente agli effetti delle revisioni dei volumi pattuiti nei contratti di fornitura in essere con alcuni importatori italiani (Eni, Edison ed Enel), ma in parte anche all'instabilità del quadro socio-politico nei Paesi del Nord Africa, che ha causato numerose interruzioni dei flussi di gas (e di petrolio) verso l'Italia.

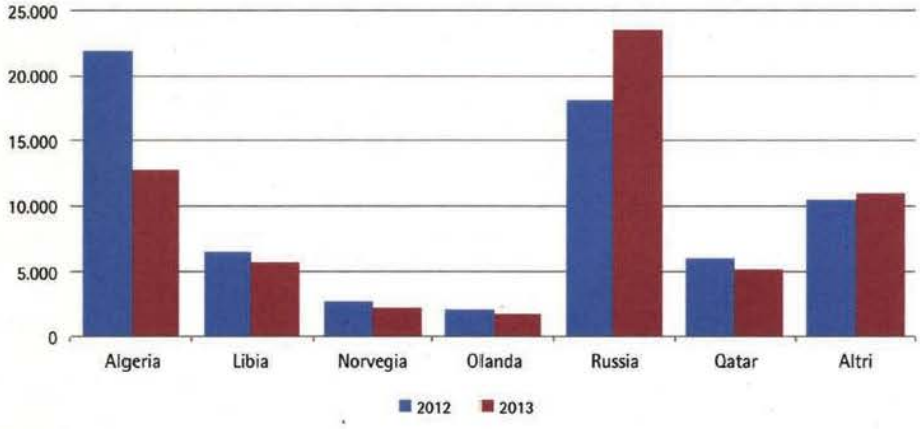
Le rinegoziazioni dei contratti spiegano anche parte della contrazione nell'import dal Qatar, diminuito del 14% rispetto al 2012, vale a dire di oltre 800 M(m³), così come i continui scontri tra il governo e i ribelli, e i conseguenti blocchi del Greenstream, hanno ridotto i flussi di gas provenienti dalla Libia, da dove sono giunti nel nostro Paese 765 M(m³) in meno rispetto al 2012. L'import di gas libico, peraltro, non è più tornato ai livelli precedenti la crisi del 2011.

A parziale compensazione delle diminuzioni dall'area del Nord Africa, sono giunti 5,4 G(m³) di gas in più dalla Russia che, con la quota del 38%, nel 2013 è divenuta il primo Paese importatore in Italia. L'Algeria ha, quindi, perso il primato che deteneva dal 1995, scivolando in seconda posizione con una quota pari al 21% del gas complessivamente importato. Al terzo posto è rimasta la Libia, che con il 9% ha superato di poco l'8% del Qatar.

FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas nel 2012 e nel 2013 secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2013 i quantitativi di gas importato in Italia sono scesi a 61,7 G(m³) dai 65,4 G(m³) raggiunti nel 2012[2]. La diminuzione è stata quindi pari a -5,7%, relativamente meno ampia rispetto a quella valutata nei dati del Ministero dello sviluppo economico[3]. Il 4,6% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 2,8 G(m³), è stato acquistato presso le Borse europee.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici (Tav. 3.3) è detenuto da Eni, che nel 2013 – in controtendenza rispetto alla media nazionale – ha importato il 6,2% in più del gas acquistato nel 2012, cioè 30,8 G(m³). Per questo la sua quota di mercato è salita al 49,9% (49,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), ancora una volta, superiore a quella registrata nell'anno precedente. Dal 2011, cioè dalla fine dell'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'incidenza di Eni nell'approvvigionamento di gas sale di anno in anno ed è ora tornata quasi alla metà dell'intero mercato, dal minimo storico del 39,2% toccato nel 2010.

Nel 2013 i quantitativi approvvigionati da Edison, secondo in classifica, sono rimasti invece sostanzialmente invariati a 12,5 G(m³) (più precisamente sono cresciuti dello 0,7%), quindi la distanza da Eni si è ulteriormente ampliata da 25 a quasi 30 punti percentuali. Con circa 7 G(m³) acquistati, due in meno rispetto al 2012, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota dell'11,3%, più piccola rispetto al 12,8% ottenuto l'anno precedente. Sinergie Italiane è il quarto importatore che ha approvvigionato quasi 1,2 G(m³) per il mercato italiano, nonché l'ultimo a superare il miliardo di metri cubi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 50 dei 61,7 G(m³), cioè l'81,5% del gas entrato nel mercato italiano. Come in passato, inoltre, tale quota è in aumento (era 76,2% nel 2012) a causa dell'incremento della quota di Eni che non viene compensato dalla riduzione delle quote del secondo e del terzo importatore.

2 Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

3 Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, con buona probabilità, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2013

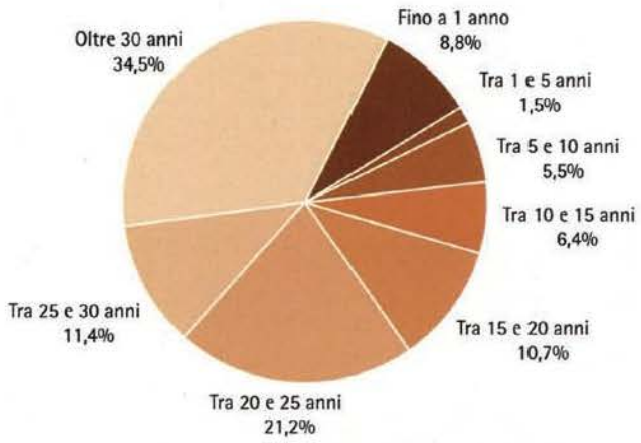
M(m^3); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	30.789	49,9%
Edison	12.536	20,3%
Enel Trade	6.955	11,3%
Sinergie Italiane - In liquidazione	1.171	1,9%
Vitol	901	1,5%
Gdf Suez Energia Italia	759	1,2%
Repower Italia	754	1,2%
ENOI	704	1,1%
Axpo Italia	692	1,1%
Dufenergy Trading	573	0,9%
Hera Trading	474	0,8%
Gunvor International, Amsterdam, Geneva Branch	460	0,7%
E.On Global Commodities	438	0,7%
Italtrading	425	0,7%
Energetic Source	390	0,6%
Gas Intensive	316	0,5%
Shell Italia	249	0,4%
Centrex Italia	248	0,4%
Bp Energy Europe - Sede secondaria	241	0,4%
Worldenergy	199	0,3%
Altri	2.404	3,9%
TOTALE	61.677	100%
Di cui: importazioni dalle Borse europee	*2.817*	*4,6%*
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	61.966	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6

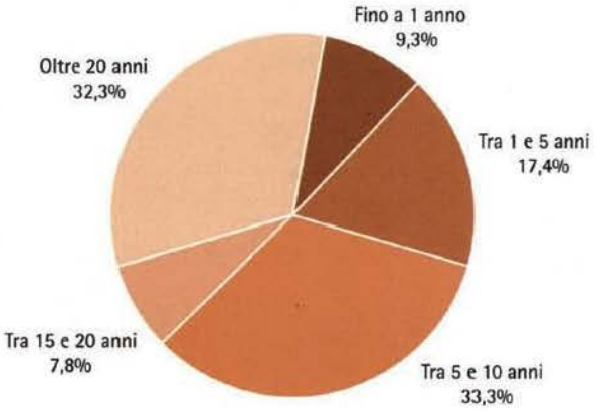
Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.7

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2013 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga, seppure in un mercato che si restringe, per cui i volumi sottostanti alle quote espresse nella figura sono, col passare del tempo, sempre più bassi.

In controtendenza solo i contratti con durata complessiva tra uno e cinque anni e, in misura minore, quelli con durata compresa tra cinque e dieci anni, i quali sono gli unici le cui *Annual Contract Quantity* sottostanti sono aumentate rispetto al 2012. I contratti di lungo periodo restano, comunque, i prevalenti: il 67% delle importazioni avviene, in effetti, in base a contratti la cui durata complessiva supera i 20 anni.

Rispetto al 2012, l'incidenza delle importazioni *spot*, quelle cioè con durata inferiore all'anno, si è leggermente ridotta dal 9,4% all'8,8%. È opportuno ricordare che, come negli scorsi anni, essa è stata valutata escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore attivo in Italia che l'ha acquistato.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2013 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va lentamente accorciando: il 60% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni e il 27% di essi esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Da sottolineare, inoltre, l'azzerarsi della quota relativa ai contratti con durata residua compresa tra dieci e 15 anni. Anche l'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata rivista come descritto poco sopra.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel novembre 2013 il Ministero dello sviluppo economico ha provveduto all'aggiornamento annuale della Rete nazionale dei gasdotti[4].

L'assetto del trasporto del gas naturale è rimasto comunque sostanzialmente invariato. Come nel 2012, sono sempre dieci le imprese che gestiscono la rete di trasporto del gas nazionale e regionale: tre per la rete nazionale e nove per la rete regionale (Tav. 3.4).

TAV. 3.4

Reti delle società di trasporto nel 2013

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.475	22.831	32.306
Società Gasdotti Italia	386	1.052	1.438
Retragas	-	407	407
Infrastrutture trasporto gas	83	-	83
Metanodotto Alpino	-	76	76
Energie	-	67	67
Gas Plus Trasporto	-	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	-	41	41
Netenergy Service	-	36	36
Italcogim Trasporto	-	15	15
TOTALE	9.944	24.566	34.510

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.306 km di rete sui 34.510 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas, vale a dire il 93,6% delle reti. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente amministra 1.438 km di rete, di cui 386 sulla rete nazionale. Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

L'unica novità di rilevo da segnalare è che dal 31 dicembre 2013 l'impresa Italcogim Trasporto è entrata a far parte del gruppo F2i Reti Italia che negli ultimi anni ha investito molto nel settore della distribuzione gas.

La tavola 3.5 mostra i dati preconsuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti. Nelle cinque colonne successive sono invece riportati i

4 Tramite il decreto direttoriale del Ministero dello sviluppo economico 11 novembre 2013. Come ha stabilito il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 ottobre 2010, a partire dall'1 gennaio 2011, i soggetti gestori di tratti della Rete nazionale dei gasdotti devono presentare al ministero, entro il 31 luglio di ogni anno, un'istanza per l'aggiornamento delle infrastrutture, descrivendo lo stato della consistenza al 30 giugno dello stesso anno. Il ministero procede poi, entro il 30 novembre, all'emanazione di un decreto relativo all'aggiornamento della rete nazionale sentite l'Autorità e le regioni interessate. L'unica novità di quest'anno è costituita dalla cancellazione del gasdotto "Collegamento nuova centrale Cortemaggiore con AGIP", che collegava la rete a un impianto di stoccaggio, in quanto ceduto da Snam Rete Gas a un'altra società.

volumi di gas che sono transitati sulle reti e sono stati riconsegnati a diverse tipologie di utenti, nell'ultima colonna è evidenziato il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

TAV. 3.5

Attività di trasporto per regione nel 2013

Lunghezza reti in km;
volumi riconsegnati in M(m^3)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNATI					NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO(A)	TOTALE	
Valle d'Aosta	0	56	50	48	0	0	98	11
Piemonte	504	2.162	3.838	1.081	2.744	83	7.746	498
Lombardia	620	4.440	9.241	2.581	4.530	602	16.954	2.332
Trentino Alto Adige	108	372	658	274	60	0	992	89
Veneto	817	2.079	4.076	1.200	651	55	5.982	557
Friuli Venezia Giulia	491	566	852	620	755	134	2.361	170
Liguria	22	455	963	191	332	2	1.488	64
Emilia Romagna	1.249	2.613	4.466	2.578	2.200	5.227	14.470	720
Toscana	611	1.474	2.306	946	1.673	3	4.929	319
Umbria	179	465	547	276	88	0	912	95
Marche	303	641	910	327	0	82	1.319	216
Lazio	429	1.452	2.273	585	720	492	4.069	456
Abruzzo	562	933	715	317	265	95	1.391	306
Molise	319	522	131	67	268	431	897	134
Campania	550	1.399	1.098	466	801	8	2.374	609
Puglia	690	1.354	1.089	882	2.223	3	4.197	285
Basilicata	432	891	193	92	30	0	316	206
Calabria	986	1.154	286	39	1.072	5	1.401	273
Sicilia	1.072	1.538	717	1.074	2.438	22	4.251	254
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	9.876	9.876	2
ITALIA	9.944	24.566	34.408	13.645	20.850	17.120	86.024	7.596

(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.

Nel 2013 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco più di 86 G(m^3) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato una riduzione del 6,5% rispetto al 2012, quando i volumi avevano toccato 91.988 M(m^3).

La contrazione è quasi integralmente imputabile al crollo (-16,9%) delle riconsegne ai clienti finali termoelettrici, per i quali sono stati trasportati 4,3 G(m^3) in meno rispetto allo scorso anno. Una riduzione si è avuta anche nelle riconsegne a clienti finali industriali, ma l'entità non è paragonabile, perché in questo caso la diminuzione è di circa 100 M(m^3), vale a dire dello 0,8% rispetto ai quantitativi trasportati nel 2012. Le riconsegne agli impianti di distribuzione sono rimaste quasi invariate (-0,3%). Infine un forte calo, pari a 1,5 G(m^3), si è registrato nelle riconsegne al comparto "Altro", a causa della riduzione (pressoché della medesima quantità) delle riconsegne ad altre imprese di trasporto.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti, effettuati all'inizio dell'anno termico, di capacità di trasporto di tipo continuo per l'anno corrente 2013-2014. Complessivamente la capacità conferibile è rimasta invariata al valore degli ultimi anni, cioè a 298,6 M(m^3)/giorno.

I risultati del conferimento 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 l'89,4% a 51 soggetti.

Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2014 la medesima quota sale fino al 92,3% per effetto dell'aumento di capacità conferita a Passo Gries e a Tarvisio.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2013-2014

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI(B)
Passo Gries	59,0	51,2	7,8	86,8%	27
Tarvisio	107,0	99,8	7,2	93,3%	45
Mazara del Vallo	99,0	86,7	12,3	87,5%	8
Gorizia(A)	2,0	0	2,0	0,0%	0
Gela	31,6	29,3	2,3	92,6%	2
TOTALE	298,6	267,0	31,6	89,4%	51
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	11,0	2,0	84,6%	-
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	-
Livorno	15,0	7,5	7,5	50,0%	-

(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 AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Snam, 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 l'80% della capacità e 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 sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033.

Inoltre, per i primi cinque anni termici, che terminano con l'attuale 2013-2014, anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168.

Infine, la capacità conferibile nel nuovo terminale di Livorno gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risulta interamente assegnata per sei mesi, ovvero sino a marzo 2014. Pertanto, la capacità disponibile viene valutata in 7,5 M(m³)/giorno per i sei mesi restanti. È bene ricordare che OLT *Offshore* LNG Toscana, la *joint venture* controllata da E.On e Iride che ha realizzato il rigassificatore, è titolare di un'esenzione dall'obbligo di accesso di terzi relativa al 100% della capacità del terminale per un periodo di 20 anni; ma la società ha presentato istanza di rinuncia. Alla data del 31 marzo 2014 il procedimento non risulta concluso.

Complessivamente, nell'anno solare 2013, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 293, contro i 247 del 2012, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è risalito a 1.120 unità, dalle 997 unità del 2012.

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2013) 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 2015-2016, complessivamente a 14 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2014-2015, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Mentre per la capacità conferibile si confermano valori identici a quelli degli ultimi anni, la capacità non conferita subisce un incremento notevole in diversi punti di ingresso sulla rete di trasporto nazionale. Circa tre quarti della capacità conferibile a Tarvisio risultano assegnati sino all'anno termico 2017-2018. Negli ultimi due anni termici considerati, invece, la capacità conferita si riduce dapprima di circa 11 M(m³)/giorno e nell'ultimo anno di altri 59 M(m³)/giorno. Anche a Mazara del Vallo il livello di saturazione resta intorno all'86% sino all'anno termico 2017-2018, anno in cui scende al 78,5% perché si liberano quasi 11 M(m³)/giorno. Nell'ultimo anno considerato, poi, la capacità conferibile sale al 100%.

A Passo Gries si osserva un aumento di 14 M(m³)/giorno della capacità assegnabile a partire dall'anno termico 2015-2016. Infine a Gela, la disponibilità si accrescerà di 10,9 M(m³)/giorno dall'anno termico 2017-2018.

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2014-2015 al 2019-2020

M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,8	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,2	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	80,9	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,1	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	77,7	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	21,3	51,7	20,6	2,0	5,4
2018-2019						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	69,7	66,9	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	37,3	32,1	51,7	20,6	2,0	5,4
2019-2020						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	10,6	0,0	1,0	10,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	96,4	99,0	58,0	20,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni vigenti (Tav. 3.8). I siti di stoccaggio attivi sono dieci, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti.

Secondo i dati pubblicati nel *Rapporto Annuale* 2014 della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2012-2013 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 16,43 G(m^3), di cui 4,6 G(m^3) destinati allo stoccaggio strategico e una punta nominale massima di erogazione del sistema, pari a 277,8 M(m^3) al giorno (Tav. 3.9). Spazio e punta sono aumentati rispetto all'anno termico precedente: la capacità è cresciuta del 5,2%, mentre la possibilità di erogazione alla punta è salita dell'1,2%. Ma lo sviluppo è destinato a proseguire. Secondo quanto riporta il medesimo *Rapporto Annuale*, sono in corso i procedimenti sia per il rilascio di ulteriori sei nuove concessioni – Bagnolo Mella, Romanengo, San Benedetto, Sinarca, Palazzo Moroni, Poggiofiorito – per complessivi 1.380 M(m^3), sia per l'ampliamento delle concessioni esistenti. Inoltre, a seguito della emanazione del decreto legislativo recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali[5], Eni[6] ha assunto un impegno vincolante a sviluppare nuove infrastrutture di stoccaggio di gas naturale, o a potenziare quelle esistenti, che complessivamente rendano disponibile nuova capacità di stoccaggio di gas naturale per un volume pari a 4 G(m^3) entro il 2015.

TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2014
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Lombardia - Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

5 Decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

6 In quanto soggetto che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti per una quota di mercato all'ingrosso superiore al 55%.