

della fornitura, numero e durata delle interruzioni) ma solo il 19% dei clienti è a conoscenza degli indennizzi automatici fissati dall'Autorità in caso di mancato rispetto dello standard di qualità commerciale da parte dei venditori.

#### Conoscenza della liberalizzazione

Relativamente al mercato dell'energia elettrica, si evidenzia che il 72% delle famiglie è a conoscenza della completa liberalizzazione dal luglio 2007, mentre l'86% delle aziende è consapevole del fatto che il mercato per i clienti non domestici (imprese, utenti con partita IVA ecc.) sia liberalizzato già dal 2004. Gli utenti propensi a cambiare fornitore nei prossimi mesi, cioè coloro che dichiarano che certamente o probabilmente non continueranno a rivolgersi all'attuale fornitore, sono il 7% delle famiglie e l'8% delle aziende. Circa la metà dei clienti domestici, inoltre, si dichiara "curiosa" verso le offerte dei nuovi fornitori, ma quasi la stessa percentuale manifesta alcune preoccupazioni nei confronti del passaggio a un nuovo fornitore, temendo soprattutto che questo possa avere come conseguenza maggiori interruzioni, una bolletta più alta o comunque che il processo di *switching* sia troppo complicato (tra i non domestici questi timori riguardano poco più di un quarto dei clienti).

Il 50% dei clienti domestici e il 63% dei clienti non domestici è inoltre a conoscenza del fatto che il mercato dell'energia elettrica in Italia è regolato dall'Autorità; nel caso l'Autorità creasse un sito Internet dove poter confrontare con facilità i prezzi dei diversi fornitori di energia elettrica, il 33% dei clienti domestici e il 49% dei clienti non domestici andrebbe certamente a consultarlo.

#### Qualità tecnica del servizio

Per quanto riguarda la qualità tecnica del servizio (continuità della fornitura, numero e durata delle interruzioni), il livello di soddisfazione

espresso dai consumatori nei confronti della fornitura di energia elettrica è alto. Con riferimento ai clienti domestici, l'89% dichiara di essere "molto" o "abbastanza" soddisfatto, contro un 11% di "poco" o "per nulla" soddisfatti, mentre i clienti non domestici per il 93% si dicono "molto" o "abbastanza" soddisfatti, contro un 7% di insoddisfatti. Come motivo principale di insoddisfazione, seppur non strettamente legato alla qualità della fornitura, emerge spontaneamente il tema dei prezzi, ritenuti troppo elevati. Nel merito, tra i principali motivi di insoddisfazione del servizio si rilevano invece le interruzioni lunghe e brevi (rispettivamente quelle superiori a tre minuti e inferiori o uguali a tre minuti), percepite come troppo elevate rispettivamente dal 22% dei clienti non domestici e dal 24% dei clienti domestici.

#### Qualità commerciale e indennizzi automatici

Se si concentra l'attenzione sul livello di conoscenza da parte dei consumatori del meccanismo di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale (tempi massimi per attivazioni o disattivazioni, preventivi, esecuzione lavori ecc.), si osserva che solo il 19% ne è consapevole, nel caso sia delle famiglie sia delle aziende, mentre il 43% e il 40% dichiara di essersi accorto che una volta all'anno, insieme alla bolletta, vengono comunicate alcune informazioni sulla qualità del servizio. Il 14% della clientela domestica e il 18% della clientela non domestica dichiara poi di aver contattato negli ultimi 12 mesi il fornitore di energia elettrica per informazioni o reclami: la modalità di contatto nettamente più utilizzata è il telefono, mentre appare ancora decisamente basso il numero di reclami effettuati via Internet.

#### Le interruzioni

Nell'ambito dell'indagine, è stato anche analizzato il modo in cui viene percepito dai consuma-

tori il fenomeno delle interruzioni nella fornitura di energia elettrica. Agli intervistati, in particolare, è stato chiesto se negli ultimi 12 mesi avessero avuto qualche interruzione (programmata, lunga o breve) della corrente elettrica nella loro casa o azienda e in che misura tali interruzioni avessero recato loro dei disagi. Il 23% dei clienti domestici e il 16% delle aziende ha risposto di aver avuto un'interruzione programmata (interruzioni dovute a interventi e manovre programmati sulla rete, precedute dalla comunicazione ai clienti interessati); il 23% sia delle famiglie sia delle aziende ha dichiarato di aver avuto un'interruzione senza preavviso decisamente più lunga di qualche minuto; il 46% dei clienti domestici e il 40% dei non domestici ha sostenuto di aver avuto un'interruzione senza

preavviso breve, di pochi minuti; il 37% delle aziende ha affermato di aver avuto micro-interruzioni, cioè interruzioni della corrente elettrica inferiori a un secondo; il 7%, infine, ha dichiarato di averne avute "spesso" negli ultimi 12 mesi, il restante 30% qualche volta o raramente.

Il livello di disagio più alto è sicuramente quello creato dalle interruzioni lunghe non programmate: oltre il 50% di chi ha avuto un'interruzione di questo tipo dichiara di aver avuto molto o abbastanza disagio. A differenza delle interruzioni lunghe, dove il livello di disagio è abbastanza simile, i clienti non domestici risultano decisamente più sensibili ai disagi creati dalle interruzioni programmate (+15% rispetto ai clienti domestici) e alle interruzioni brevi (+14%).

# 3.

## Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

# Domanda e offerta di gas naturale

Il 2007 è stato un altro anno di relativa stabilità nel settore del gas naturale: secondo i dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico (MSE), lo scorso anno il consumo di gas in Italia è cresciuto solo dello 0,5%. Complice un inverno relativamente mite, la domanda di gas è infatti passata dagli 84,5 G(m<sup>3</sup>) del 2006 agli 84,9 G(m<sup>3</sup>) del 2007. La produzione nazionale, come ormai da molti anni, ha continuato a ridursi scendendo poco sotto la soglia dei 10 G(m<sup>3</sup>). Grazie all'uso degli stoccaggi, da cui sono stati prelevati complessivamente circa 1,3 G(m<sup>3</sup>), anche le importazioni dall'estero sono diminuite del 4%, scendendo a 73,9 dai 77,4 G(m<sup>3</sup>) del 2006. Il bilancio del settore nell'anno precedente, tradizionalmente commentato in queste pagine, presenta i dati che emergono dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori raccolte con l'indagine annuale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) sull'evoluzione dei mercati regolati. Diversamente dal passato, tuttavia, quest'anno il bilancio è stato redatto aggregando i dati ricevuti dalle singole società nei rispettivi gruppi societari, e dunque non è strettamente confrontabile con quello degli anni precedenti. I gruppi sono stati inoltre suddivisi per dimensione, considerando il valore complessivo degli autoconsumi più le vendite (sia al mercato finale, sia a quello all'ingrosso). Anche in base alle dichiarazioni degli operatori (Tav. 3.1) il con-

sumo di gas in Italia appare in sostanziale stabilità rispetto allo scorso anno: sommando alle vendite, che hanno toccato 69,1 G(m<sup>3</sup>), gli autoconsumi, pari a 13,2 G(m<sup>3</sup>), si ottiene infatti un consumo complessivo stimabile in 82,3 G(m<sup>3</sup>). Tale consumo è stato coperto per 8,8 G(m<sup>3</sup>) con la produzione nazionale e principalmente con le importazioni, che hanno raggiunto 73,2 G(m<sup>3</sup>). Parte del gas è arrivato anche dagli stoccaggi: la variazione delle scorte mostra infatti un valore positivo, pari a 1,3 G(m<sup>3</sup>).

Sul fronte dell'approvvigionamento è apprezzabile lo sforzo dei gruppi minori che hanno realizzato 0,6 G(m<sup>3</sup>) di produzione e procurato circa 9 G(m<sup>3</sup>) di importazioni, seppure per un terzo mediante acquisti da Eni Spa oltre frontiera. Le scorte sono state utilizzate dai gruppi di più ampia dimensione, probabilmente anche in virtù della loro maggiore specializzazione nelle vendite destinate ai grandi consumatori industriali e termoelettrici, mentre i piccoli sembrano aver accumulato un eccesso di scorte, forse in previsione di un inverno freddo che in effetti poi non si è verificato.

La maggior parte degli acquisti sul territorio nazionale avviene dal gruppo Eni, che da solo copre quasi il 40% del mercato all'ingrosso. Una parte degli acquisti da tale gruppo avviene sulla base della cosiddetta *gas release*. Si tratta di cessioni di gas che Eni ha effettuato in esito a istruttorie dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato che hanno dimostrato l'abuso di

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

posizione dominante da parte della società. In particolare, la *gas release* alla frontiera è stata decisa in esito al provvedimento A329B (Blugas-Snam) del 18 marzo 2004 per quattro anni termici, sino al settembre 2008, mentre a seguito del provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigassificazione) del 19 aprile 2006 Eni sta realizzando una nuova *tranche* di cessioni da effettuarsi esclusivamente al Punto di scambio virtuale (PSV) per due anni termici a partire da ottobre 2007.

Rispetto allo scorso anno le transazioni al PSV sono più che raddoppiate e hanno raggiunto quasi un quinto del volume complessivamente ceduto dagli operatori sul territorio nazionale.

Gli autoconsumi costituiscono una voce molto importante per i gruppi che possiedono la generazione elettrica. Come si vede, la cifra è rilevante per i gruppi Eni ed Edison Spa, nonché per i gruppi di più ampia dimensione. La voce autoconsumi di Enel Spa è nulla in quanto il gas destinato alle proprie centrali viene venduto al pari di una normale cessione alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica, come si può vedere anche dal

fatto che le vendite al settore della generazione termoelettrica di Enel rappresentano quasi il 70% delle vendite finali del gruppo.

Rispetto allo scorso anno il mercato libero è cresciuto e ha quasi raggiunto tre quarti del mercato complessivo (l'anno scorso era il 68,7%).

I gruppi di dimensioni minori, con vendite che sono inferiori ai 100 M(m<sup>3</sup>), concentrano l'attività sul mercato finale, in particolare sul mercato tutelato al quale destinano il 60% del gas. Tali gruppi sembrano, infatti, particolarmente specializzati nelle vendite ai clienti domestici: la quota di gas destinato a tale settore è per questa classe di operatori pari al 55% delle vendite finali, a fronte di quote che oscillano dall'8% di Edison al 44% dei gruppi che vendono fino a 1 G(m<sup>3</sup>). Del resto, fatta eccezione per il gruppo Edison, la quota di gas destinata alle famiglie cresce al diminuire del volume complessivo di gas venduto, a dimostrazione di come i piccoli operatori non riescano a essere competitivi su clienti con consumi decisamente più consistenti. Il contrario accade per la generazione elettrica che è rifornita principalmente dai gruppi più ampi.

TAV. 3.1

**Bilancio del gas naturale 2007**

G(m<sup>3</sup>); valori riferiti ai gruppi industriali

|                                            | Eni          | Enel        | Edison      | 2-5 Gm <sup>3</sup> | 1-2 G(m <sup>3</sup> ) | 0,1-1 G(m <sup>3</sup> ) | < 0,1G(m <sup>3</sup> ) | Totale      |
|--------------------------------------------|--------------|-------------|-------------|---------------------|------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------|
| <b>Produzione nazionale netta</b>          | <b>7,9</b>   | <b>-</b>    | <b>0,7</b>  | <b>-</b>            | <b>-</b>               | <b>0,6</b>               | <b>0,0</b>              | <b>9,1</b>  |
| <b>Importazioni nette<sup>(A)</sup></b>    | <b>47,1</b>  | <b>9,3</b>  | <b>5,9</b>  | <b>7,7</b>          | <b>2,1</b>             | <b>1,1</b>               | <b>0,0</b>              | <b>73,2</b> |
| - di cui vendite Eni oltre frontiera       | -            | -           | 1,2         | 3,0                 | 0,1                    | -                        | -                       | 4,4         |
| <b>Variazioni scorte</b>                   | <b>1,3</b>   | <b>0,2</b>  | <b>0,2</b>  | <b>0,0</b>          | <b>-0,1</b>            | <b>-0,3</b>              | <b>0,0</b>              | <b>1,3</b>  |
| stoccaggi al 31 dicembre 2006              | 4,3          | 1,0         | 0,8         | 1,0                 | 0,2                    | 0,5                      | 0,0                     | 7,7         |
| stoccaggi al 31 dicembre 2007              | 2,9          | 0,7         | 0,6         | 1,0                 | 0,3                    | 0,8                      | 0,0                     | 6,4         |
| <b>Acquisti sul territorio nazionale</b>   | <b>2,1</b>   | <b>8,5</b>  | <b>5,9</b>  | <b>12,4</b>         | <b>6,0</b>             | <b>14,9</b>              | <b>4,4</b>              | <b>54,2</b> |
| da Eni                                     | 1,0          | 3,0         | 3,6         | 4,9                 | 2,4                    | 5,1                      | 1,2                     | 21,2        |
| - di cui <i>gas release</i> alla frontiera | -            | 0,1         | 0,2         | 0,8                 | 0,2                    | 0,5                      | 0,1                     | 1,8         |
| - di cui <i>gas release</i> al PSV         | 0,0          | 0,0         | -           | 0,6                 | 0,1                    | 0,1                      | 0,0                     | 0,9         |
| da Enel                                    | -            | 4,8         | 0,2         | 0,1                 | 0,1                    | 0,1                      | 0,2                     | 5,5         |
| da Edison                                  | 0,0          | 0,3         | 0,7         | 0,1                 | 1,1                    | 1,2                      | 0,5                     | 3,8         |
| da altri operatori                         | 1,1          | 0,3         | 1,4         | 7,4                 | 2,5                    | 8,4                      | 2,6                     | 23,7        |
| <b>Cessioni ad altri operatori</b>         | <b>22,4</b>  | <b>5,7</b>  | <b>4,3</b>  | <b>8,8</b>          | <b>4,4</b>             | <b>7,8</b>               | <b>0,4</b>              | <b>53,8</b> |
| - di cui vendite al PSV                    | 2,8          | 0,2         | 0,5         | 1,5                 | 1,8                    | 2,1                      | 0,1                     | 9,0         |
| <b>Trasferimenti netti</b>                 | <b>-22,5</b> | <b>-6,5</b> | <b>-4,3</b> | <b>-8,7</b>         | <b>-4,2</b>            | <b>-7,5</b>              | <b>-0,5</b>             | <b>-0,1</b> |
| <b>Consumi e perdite<sup>(B)</sup></b>     | <b>0,4</b>   | <b>0,1</b>  | <b>0,1</b>  | <b>0,1</b>          | <b>0,1</b>             | <b>0,1</b>               | <b>0,0</b>              | <b>1,0</b>  |
| <b>Autoconsumi</b>                         | <b>4,7</b>   | <b>-</b>    | <b>6,1</b>  | <b>1,4</b>          | <b>0,8</b>             | <b>0,2</b>               | <b>0,0</b>              | <b>13,2</b> |
| <b>Vendite finali</b>                      | <b>30,5</b>  | <b>11,3</b> | <b>2,2</b>  | <b>9,9</b>          | <b>2,9</b>             | <b>8,3</b>               | <b>3,9</b>              | <b>69,1</b> |
| al mercato libero                          | 24,2         | 9,5         | 1,9         | 6,9                 | 1,8                    | 4,2                      | 1,6                     | 50,0        |
| al mercato tutelato                        | 6,3          | 1,9         | 0,2         | 3,0                 | 1,2                    | 4,1                      | 2,4                     | 19,1        |
| <b>Vendite finali per settore</b>          | <b>30,5</b>  | <b>11,3</b> | <b>2,2</b>  | <b>9,9</b>          | <b>2,9</b>             | <b>8,3</b>               | <b>3,9</b>              | <b>69,1</b> |
| generazione elettrica                      | 11,6         | 7,8         | 1,5         | 1,7                 | 0,7                    | 0,7                      | 0,1                     | 24,2        |
| industria                                  | 12,3         | 1,5         | 0,4         | 3,8                 | 0,9                    | 2,4                      | 0,9                     | 22,2        |
| commercio                                  | 1,7          | 0,3         | 0,0         | 1,0                 | 0,3                    | 1,5                      | 0,8                     | 5,6         |
| domestico                                  | 5,0          | 1,7         | 0,2         | 3,3                 | 1,0                    | 3,7                      | 2,2                     | 17,0        |

(A) Le importazioni sono al netto delle riesportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base a produzione, importazione, stoccaggio e acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

# Mercato e concorrenza

## Struttura dell'offerta di gas

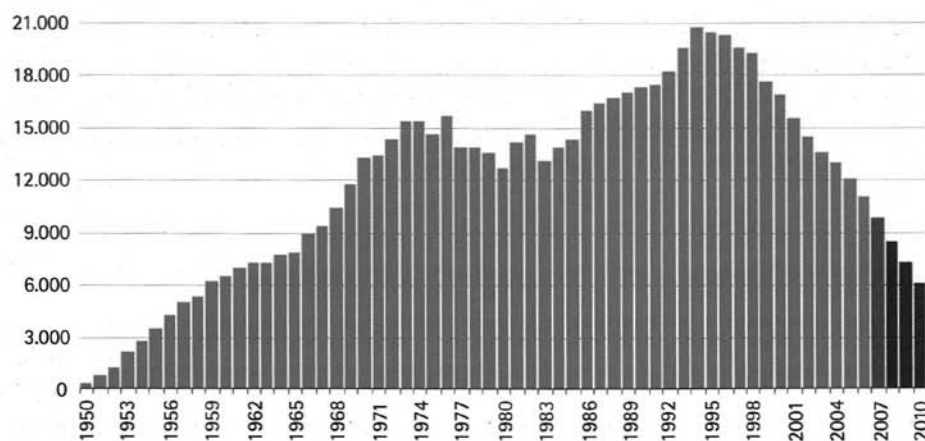
### Produzione nazionale

La produzione nazionale ha registrato l'ennesima riduzione, scendendo nel 2007 sotto la soglia dei 10 G(m<sup>3</sup>). Come previsto dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2007 la produzione si è fermata infatti a 9.706 M(m<sup>3</sup>), diminuendo di ulteriori 11,7 punti percentuali rispetto al 2006. La quota della produzione nazionale sul totale dei consumi si è quindi ulteriormente ridotta al 12,5%, dal 14% dello scorso anno (era al 33,6% nel 1997).

Nella figura 3.1 è riportata la curva storica della produzione nazionale e della produzione prevista sino al 2010.

Alla consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità hanno risposto 9 società che nel 2007 hanno prodotto complessivamente 9.132 M(m<sup>3</sup>) di gas naturale. Rispetto al dato di produzione preconsuntivo diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, la copertura dell'indagine è quindi del 94%.

Il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione naziona-



Fonte: MSE.

FIG. 3.1

### Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m<sup>3</sup>); valori storici dal 1950 al 2006; preconsuntivo 2007 e previsioni dal 2008 al 2010

| SOCIETÀ                    | M(m <sup>3</sup> ) | QUOTA %      |
|----------------------------|--------------------|--------------|
| Gruppo Eni                 | 7.875              | 86,2         |
| Gruppo Edison              | 674                | 7,4          |
| Gruppo Royal Dutch Shell   | 340                | 3,7          |
| Gruppo Gas Plus            | 236                | 2,6          |
| Altri                      | 6                  | 0,1          |
| <b>TOTALE</b>              | <b>9.132</b>       | <b>100,0</b> |
| <b>TOTALE (Fonte: MSE)</b> | <b>9.706</b>       | <b>-</b>     |

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.2

### Produzione di gas naturale in Italia nel 2007

le maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari all'86,2%. Al secondo e al terzo posto, infatti, vi sono il gruppo Edison con il 7,4% e il gruppo Royal Dutch Shell con il 3,7%. Il gruppo Gas Plus segue a una certa distanza con una quota del 2,6% (Tav. 3.2). Le quote dei gruppi indicate si riducono se calcolate sul valore di produzione nazionale di 9.706 M(m<sup>3</sup>) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico: utilizzando quest'ultimo dato, infatti, Eni scende all'81%, Edison al 6,9%, Shell al 3,5% e Gas Plus al 2,4%. Come si vede, tuttavia, anche l'utilizzo del totale più ampio non muta la significatività dei dati raccolti e della situazione concorrenziale da essi evidenziata.

#### Importazioni

Nonostante la riduzione delle quantità importate rispetto al 2006, la dipendenza dell'Italia dalle importazioni resta sensibilmente elevata. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, nel 2007 sono stati importati 73.882 M(m<sup>3</sup>), il 4,1% di gas in meno rispetto al 2006, complessivamente l'87% del gas immesso in rete (Fig. 3.2).

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. La figura 3.3 illustra la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza (fisica e non contrattuale).

Anche nel 2007 il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, da cui proviene il 33,2% del gas totale importato. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo (22.153 dei 24.584 M(m<sup>3</sup>) giunti dall'Algeria sono entrati per questa via), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (30,7%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia. La Libia è divenuto il terzo più importante paese di origine delle importazioni di gas in Italia; nel 2007 la sua quota ha raggiunto il 12,5%, superando per la prima volta le quote di Paesi Bassi e Norvegia, presi singolarmente.

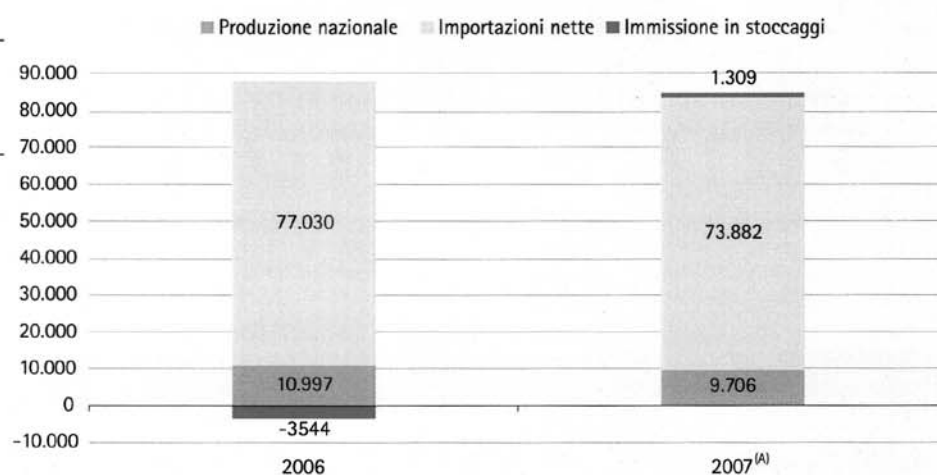
Le importazioni dai paesi del Nord Europa, infatti, che insieme rappresentano il 18,4%, sono quelle provenienti dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,5%), che arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero). Il restante 5,2% del gas importato proviene da altri paesi.

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2007 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 3,2% dei volumi di importazione.

Hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità, 25 soggetti importatori<sup>1</sup> che nel 2007 risultano aver complessivamente importato in Italia 73.317 M(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.3). Il dato complessivo che

FIG. 3.2

Immissioni in rete  
nel 2006 e nel 2007  
M(m<sup>3</sup>)



(A) Per il 2007 dati preconsuntivi.

Fonte: MSE.

<sup>1</sup> Per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

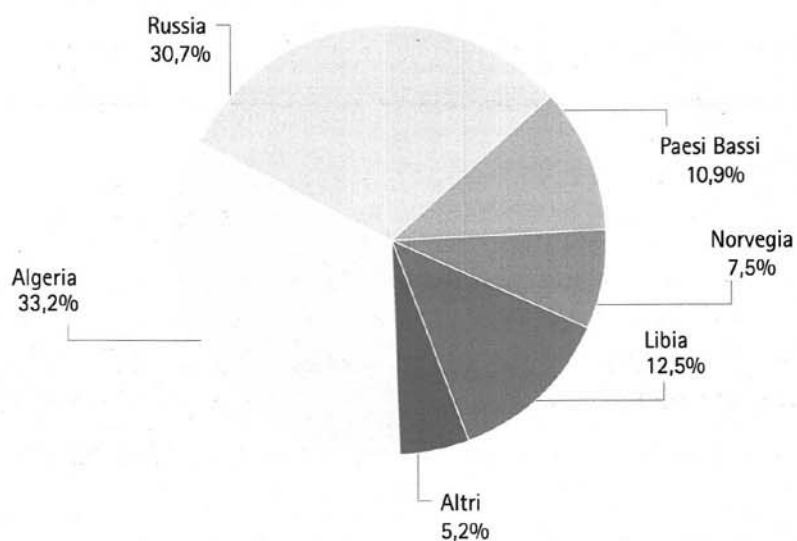


FIG. 3.3

Importazioni lorde di gas  
nel 2007 secondo  
la provenienza  
Valori percentuali

Fonte: Elaborazione su dati MSE.

|                                         | 2007          | QUOTA %      |
|-----------------------------------------|---------------|--------------|
| Eni                                     | 47.212        | 64,4         |
| Enel Trade                              | 9.278         | 12,7         |
| Edison                                  | 5.907         | 8,1          |
| Plurigas                                | 2.875         | 3,9          |
| Gaz de France sede secondaria           | 2.004         | 2,7          |
| Sorgenia                                | 1.614         | 2,2          |
| ENOI                                    | 901           | 1,2          |
| Dalmine Energie                         | 714           | 1,0          |
| Asm Brescia                             | 537           | 0,7          |
| EGL Italia                              | 514           | 0,7          |
| Hera Trading                            | 350           | 0,5          |
| Italtrading                             | 251           | 0,3          |
| Spigas                                  | 195           | 0,3          |
| E.ON Ruhrgas                            | 171           | 0,2          |
| Speia                                   | 158           | 0,2          |
| Enia energia                            | 147           | 0,2          |
| AceaElectrabel Trading                  | 129           | 0,2          |
| Elettrogas                              | 86            | 0,1          |
| EDF Trading Limited                     | 81            | 0,1          |
| 2B ENERGIA                              | 80            | 0,1          |
| Gas Plus Italiana                       | 50            | 0,1          |
| Exergia                                 | 41            | 0,1          |
| Libera Energia                          | 10            | 0,0          |
| Energetic Source                        | 8             | 0,0          |
| Enova                                   | 4             | 0,0          |
| <b>TOTALE</b>                           | <b>73.317</b> | <b>100,0</b> |
| <b>TOTALE IMPORTAZIONI (Fonte: MSE)</b> | <b>73.950</b> | <b>-</b>     |

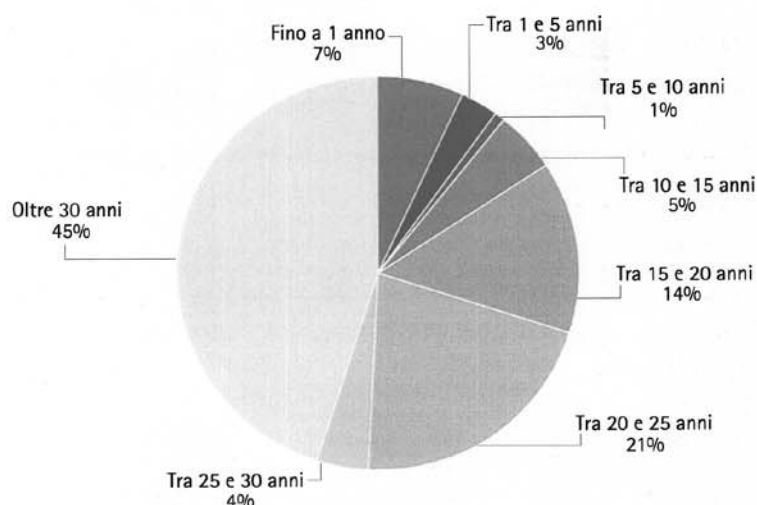
TAV. 3.3

Importazioni  
lorde di gas in Italia  
M(m<sup>3</sup>)

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.4

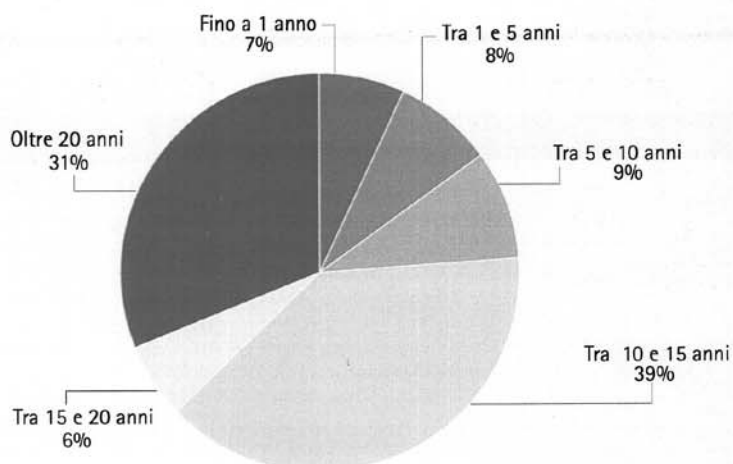
Struttura dei contratti  
(annuali e pluriennali)  
attivi nel 2007, secondo  
la durata intera



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti  
(annuali e pluriennali)  
attivi nel 2007, secondo  
la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

emerge dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori è lievemente inferiore al valore totale delle importazioni (pre-consuntivo) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, che è pari a 73,9 G(m<sup>3</sup>). Ciò accade perché nell'Indagine dell'Autorità un numero limitato di operatori ha fornito i dati secondo un criterio di cassa anziché secondo il criterio competenza richiesto.

Anche in questo segmento della filiera, Eni appare dominante con una quota pari al 64,4% del totale e ben distanziata

dagli altri operatori. Al secondo posto si collocano infatti le importazioni di Enel Trade Spa, pari al 12,7% del totale, seguite da quelle di Edison (8,1%), Plurigas (3,9%), Gaz de France (2,7%) e Sorgenia Spa (2,2%). I primi tre soggetti importatori risultano acquisire poco più dell'85% del gas naturale importato in Italia.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2007 secondo la durata intera (Fig. 3.4) e residua

(Fig. 3.5), dai dati raccolti nell'indagine annuale dell'Autorità si conferma come l'attività d'importazione sia effettuata prevalentemente attraverso contratti di lungo periodo di tipo *take or pay*, con una durata complessiva superiore ai 30 anni. Essi rappresentano, infatti, quasi la metà dei contratti stipulati per l'acquisizione di gas dall'estero. Un quarto dell'attività di importazione avviene invece con contratti di durata totale compresa tra 20 e 30 anni e il restante quarto si distribuisce sulle durate inferiori ai 20 anni con un'importanza complessiva che si riduce proporzionalmente all'accorciarsi della durata dei contratti stessi. Le importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, sono cresciute rispetto allo scorso anno, raggiungendo il 7% del totale.

Sotto il profilo della durata residua i contratti attivi nel 2007 risultano ancora molto lunghi: poco più del 75% scadrà infatti tra 10 anni o più (e tra loro il 31% risulta avere una durata residua di 20 anni o più). Poco più del 24% dei contratti esistenti scadrà invece al più tardi tra 10 anni.

#### Autorizzazioni all'importazione

Com'è noto, in base a quanto disposto dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'attività di importazione in Italia è libera per quanto riguarda l'importazione di gas prodotto nei paesi dell'Unione europea (in questo caso l'importatore deve darne comunicazione al Ministero dello sviluppo economico), mentre è soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto riguarda le importazioni extracomunitarie<sup>2</sup>.

Per ciò che concerne le importazioni di gas naturale prodotto in paesi non appartenenti all'Unione europea, nel 2007 sono state rilasciate 13 autorizzazioni per importazioni di durata pluriennale e 30 per importazioni *spot* di durata non superiore a un anno. A queste se ne sono aggiunte 4 nei primi mesi del 2008. Dal 2001 a oggi il Ministero dello sviluppo economico ha complessivamente accordato 67 autorizzazioni pluriennali e 108 autorizzazioni per importazioni inferiori a un anno (*spot*). Sono invece pervenute al Ministero dello sviluppo economico 38 comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2007 e 6 nei primi mesi del 2008. In totale sono 246 le

comunicazioni relative a gas naturale prodotto in paesi appartenenti all'Unione europea ricevute dal Ministero dal 2001 a oggi.

#### Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento del quadro, presentato lo scorso anno, delle infrastrutture di importazione via gasdotto è riassunto nelle tavole 3.4 e 3.5 che riportano, rispettivamente, i potenziamenti di infrastrutture esistenti e i nuovi progetti.

Sul gasdotto d'importazione Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC) che convoglia il gas algerino attraverso la Tunisia al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo sono attesi, rispettivamente per il 1° aprile e per il 1° ottobre 2008, due aumenti della capacità di trasporto, per complessivi 6,5 G(m<sup>3</sup>)/anno. La realizzazione delle due *tranche* del potenziamento è scaturita dalla chiusura dell'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato A358 (Eni – Trans Tunisian Pipeline). Per quanto riguarda la prima *tranche* di 3,2 G(m<sup>3</sup>)/anno, la capacità è risultata assegnata alle società: Bidas (oggi Begas), Edison, Compagnia Italiana del Gas e Worldenergy; per la seconda *tranche*, a fronte di 45 richieste, gli assegnatari sono risultati: Enel e Sonatrach. Nell'ambito dei quantitativi assegnati nella prima *tranche*, vi è poi un quantitativo di margine di flessibilità per l'esecuzione del contratto a disposizione di Edison e Bidas. L'autorizzazione all'importazione è stata concessa a Sonatrading Amsterdam BV nel gennaio 2007; nel gennaio 2008 l'autorizzazione è stata trasferita a Sonatrach Gas Italia Spa. Per l'espansione del gasdotto la società Trans Tunisian Pipeline Company Ltd. (100% Eni) ha ottenuto nel dicembre 2007 un prestito dalla Banca europea degli investimenti di 185 milioni di euro.

Per quanto concerne il gasdotto Trans Austrian Gasleitung (TAG), nel 2007 vi è stato un incremento di capacità per 4 G(m<sup>3</sup>)/anno destinato al *build-up* del IV contratto di Eni con Gazprom. Per il primo ottobre 2008 è attesa anche l'entrata in funzione della prima *tranche*, per 3,2 G(m<sup>3</sup>)/anno dei 6,5 complessivi, del potenziamento del gasdotto che ha visto l'allocazione della capacità primaria nel 2006 a circa 150 operatori,

<sup>2</sup> Si ricorda che i dati relativi alle istanze di autorizzazione all'importazione non indicano l'effettiva presenza di operatori nella fase di importazione di gas ma, più semplicemente, l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione di gas naturale (disposizioni del decreto legislativo n. 164/00).

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.4

Potenziamento dei  
gasdotti esistenti

| PROGETTO                                               | SOCIETÀ                                                                                        | INGRESSO<br>IN ITALIA | CAPACITÀ<br>NOMINALE<br>G(m <sup>3</sup> )/anno | LUNGHEZZA<br>Km | COMPLETAMENTO<br>STUDIO<br>FATTIBILITÀ | PREVISIONE<br>INIZIO<br>ESERCIZIO | SITUAZIONE                                                                                                                                                                                                       |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------------|-----------------|----------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| TTPC (Tunisia-Italia)                                  | Trans<br>Tunisian<br>Pipeline<br>Company Ltd.<br>(Eni 100%)                                    | Mazara del<br>Vallo   | 3,2                                             | 372             | 2002                                   | 2008<br>(aprile)                  | In corso di<br>realizzazione;<br>capacità assegnata<br>a 4 operatori<br>(Edison, CIG,<br>Bridas, World<br>Energy); Eni ha<br>ottenuto dalla BEI<br>un prestito di<br>185 milioni<br>di euro per<br>l'espansione. |
| TTPC (Tunisia-Italia)                                  | Trans<br>Tunisian<br>Pipeline<br>Company Ltd.<br>(Eni 100%)                                    | Mazara del<br>Vallo   | 3,3                                             | 372             | 2002                                   | 2008<br>(ottobre)                 | Seconda <i>tranche</i><br>di ampliamento.                                                                                                                                                                        |
| TAG Trans<br>Austria<br>Gasleitung<br>(Austria-Italia) | Trans Austria<br>Gasleitung<br>GmbH (Eni<br>International<br>B.V. 89%;<br>OMV Gas<br>GmbH 11%) | Tarvisio              | 3,3                                             | 380             | 2002                                   | 2008                              | In corso di<br>realizzazione;<br>capacità assegnata<br>a 146 operatori<br>per circa 20<br>M(m <sup>3</sup> )/anno<br>ciascuno.                                                                                   |
| TAG Trans<br>Austria<br>Gasleitung<br>(Austria-Italia) | Trans Austria<br>Gasleitung<br>GmbH (Eni<br>International<br>B.V. 89%;<br>OMV Gas<br>GmbH 11%) | Tarvisio              | 3,2                                             | 380             | 2002                                   | 2009                              | Seconda <i>tranche</i><br>di ampliamento<br>da realizzare entro<br>fine 2009; in corso<br>di realizzazione.                                                                                                      |
| Green Stream<br>(Libia-Italia)                         | Greenstream<br>B.V. (Eni 75%;<br>NOC 25%)                                                      | Gela                  | 3                                               | ---             | ---                                    | 2012                              | Firmato in ottobre<br>2007 accordo<br>strategico tra Eni<br>e NOC; l'accordo è<br>stato ratificato nel<br>febbraio 2008 dal<br>governo libico.                                                                   |

Fonte: MSE.

secondo modalità stabilite unilateralmente dal trasportatore. A oggi tale numero appare significativamente ridotto, per effetto di cessioni di capacità.

La seconda *tranche* appare invece destinata a slittare all'ottobre 2009, in quanto nel corso del 2007 non è stato possibile avviare i lavori per la costruzione di una centrale di compressione nel comune di Weitendorf, in Austria, essenziale al potenziamento, a causa del mancato ottenimento dei necessa-

ri permessi autorizzativi. Il Comune di Weitendorf ha infine dato l'approvazione per il cambiamento di destinazione dell'area destinata alla costruzione della centrale di compressione nel dicembre dello scorso anno, consentendo quindi il seguito della procedura di autorizzazione a livello regionale e la finalizzazione dell'iter di impatto ambientale. L'intero iter, inclusa la scadenza di eventuali ricorsi, è atteso definitivamente concludersi per il mese di aprile 2008.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Circa i potenziamenti di infrastrutture esistenti è da segnalare anche il progetto riguardante il Green Stream, il gasdotto d'importazione del gas libico in Italia che arriva al punto di entrata della rete nazionale di Gela. La società dello stato libico National Oil Company (NOC) ed Eni, entrambe proprietarie del gasdotto, stanno valutando un progetto che ipotizza il raddoppio della capacità di esportazione dell'hub libico di Mellitah da 8 a 16 G(m<sup>3</sup>)/anno che potrebbe essere ottenuto attraverso un potenziamento da 3 G(m<sup>3</sup>)/anno del Green Stream e la costruzione di un nuovo terminale di liquefazione di GNL da 5 G(m<sup>3</sup>)/anno. Un accordo strategico su tale progetto è stato firmato nell'ottobre 2007 tra le due società. L'intesa è stata ratificata dal governo libico nel febbraio scorso.

Per quanto riguarda i nuovi gasdotti in fase di progetto di possibile interesse per il nostro paese, si segnalano infine gli annunci in merito a un nuovo gasdotto che collegherebbe

Germania e Italia attraverso l'Austria, il Tauern Gas Leitung, promosso da E.On Ruhrgas. Il gasdotto, la cui entrata in funzione potrebbe realizzarsi nel 2014, dovrebbe essere partecipato da E.On Ruhrgas per il 45%, da Energie AG Oberösterreich e Salzburg AG con il 15%, Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) con il 10% e da Kelag e Tigas con il restante 15% in parti uguali. A parte E.On Ruhrgas e Salzburg AG, si tratta per il resto di operatori di reti locali austriache. Ha come obiettivo di portare in Europa centrale, e soprattutto in Germania, gas dall'Italia e/o da un possibile terminale GNL in Croazia (anche se il gasdotto nasce come bidirezionale per possibili importazioni in Italia). Il progetto si integra con il previsto raddoppio della capacità di stoccaggio, da 1,2 a 2,4 G(m<sup>3</sup>), del giacimento di Haidach (in Austria) di proprietà delle società RAG, Gazprom Export e Wingas.

TAV. 3.5

**Nuovi gasdotti  
in progetto**

| PROGETTO                                                      | SOCIETÀ                                                                                                 | INGRESSO<br>IN ITALIA                  | CAPACITÀ<br>NOMINALE<br>G(m <sup>3</sup> )/anno | LUNGHEZZA<br>Km | COMPLETAMENTO STUDIO<br>FATTIBILITÀ | PREVISIONE<br>INIZIO<br>ESERCIZIO | SITUAZIONE                                                                                                                                                |
|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| IAP Irans<br>Adriatic Pipeline<br>(Grecia-<br>Albania-Italia) | EGE; Statoil<br>Hydro (quote<br>paritetiche)                                                            | Brindisi                               | 10/20                                           | 520             | 2006                                | ----                              | Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m <sup>3</sup> ) per 25 anni; attesa decisione finale sull'investimento per la seconda metà del 2009. |
| IGI<br>Interconnector<br>Italia-Grecia                        | DEPA; Edison<br>(quote<br>paritetiche)                                                                  | Otranto                                | 8/10                                            | 212             | 2005                                | 2012                              | Concessa esenzione 100% per 25 anni a determinate condizioni. Ottenuta ratifica da Commissione europea.                                                   |
| Interconnector<br>(Italia-Austria)                            | SEL (Provincia<br>di Bolzano<br>93,9%)                                                                  | Bressanone                             | 1,3                                             | 48              | In corso                            | 2009                              | Finanziamento concesso nell'ambito del Regolamento TEN.                                                                                                   |
| GALSI<br>(Algeria-Italia)                                     | GALSI<br>(Sonatrach<br>41,6%;<br>Edison 20,8%;<br>Enel 15,6%;<br>Sfirs 11,6%;<br>Hera Trading<br>10,4%) | Porto Botte<br>(Carbonia-<br>Iglesias) | 8                                               | 940             | 2005                                | 2012                              | Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria; attesa decisione finale sull'investimento a metà del 2009.                                         |

Fonte: MSE.

## Infrastrutture del gas

### Trasporto

Gli assetti proprietari del trasporto di gas non sono significativamente mutati rispetto allo scorso anno. La rete di trasporto gas, suddivisa in rete nazionale e rete regionale, fa capo a un ristretto numero di imprese: 2 per la rete nazionale e 7 per la rete regionale. Il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas Spa, possiede 31.081 km di rete sui circa 32.900 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è la Società Gasdotti Italia Spa, che gestisce 1.263 km di reti (di cui 120 sulla rete nazionale). Vi sono poi altri 5 operatori minori (Retragas Srl, Metanodotto Alpino Srl, Carbotrade Spa, Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Netenergy Service Srl) che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

La tavola 3.6 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2007-2008. Rispetto alle capacità<sup>3</sup> messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2007-2008 si registra una significativa variazione di capacità conferibile al punto di Mazara del Vallo, dove si registra un aumento di 4,9 M(m<sup>3</sup>)/giorno a seguito dell'entrata in esercizio dei metano-

dotti Mazara-Menfi, Montalbano-Messina e del potenziamento della centrale di Enna. Le capacità di trasporto relative agli altri punti di entrata sono in linea con quelle pubblicate lo scorso anno. Non è riportato nella tavola il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, GNL Italia Spa, 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. I risultati del conferimento per l'anno termico 2007-2008 mostrano come la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita a inizio anno termico per quasi l'83% a 50 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, la quota di capacità complessivamente conferita sulla conferibile aumenta di circa 10 punti percentuali. Nell'anno termico precedente, 2006-2007, 29 soggetti avevano richiesto capacità continua e 4 interrompibile presso i punti di entrata della rete nazionale e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte.

TAV. 3.6

#### Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2007-2008

| PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE | CONFERIBILE         | CONFERITA           | DISPONIBILE | SATURAZIONE (%) |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|-------------|-----------------|
| Passo Gries                           | 58,0                | 52,8                | 5,2         | 91,0%           |
| Tarvisio                              | 100,9               | 84,9                | 16,0        | 84,1%           |
| Mazara del Vallo                      | 90,0 <sup>(A)</sup> | 69,2 <sup>(A)</sup> | 20,8        | 76,9%           |
| Gorizia <sup>(B)</sup>                | 2,0                 | 0,0                 | 2,0         | 0,0%            |
| Gela                                  | 25,6                | 21,9                | 3,7         | 85,5%           |
| TOTALE                                | 276,5               | 228,8               | 47,7        | 82,7%           |

(A) Capacità massima conferibile e conferita a partire da giugno 2008.

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

Fonte: Elaborazione AEEO su dati di Snam Rete Gas.

<sup>3</sup> È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi 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.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

## Conferimenti pluriennali

La tavola 3.7 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni

dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni a partire dal 2009-2010, complessivamente a 23 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2008-2009, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

|                               | TARVISIO | MAZARA<br>DEL VALLO | PUNTI DI ENTRATA<br>PASSO GRIES | GELA | GORIZIA |
|-------------------------------|----------|---------------------|---------------------------------|------|---------|
| <b>ANNO TERMICO 2008-2009</b> |          |                     |                                 |      |         |
| Capacità conferibile          | 100,9    | 99,0                | 59,4                            | 25,6 | 2,0     |
| Capacità conferita            | 87,5     | 77,5                | 52,9                            | 21,9 | 0,0     |
| Capacità disponibile          | 13,4     | 21,5                | 6,5                             | 3,7  | 2,0     |
| <b>ANNO TERMICO 2009-2010</b> |          |                     |                                 |      |         |
| Capacità conferibile          | 100,9    | 99,0                | 59,4                            | 25,6 | 2,0     |
| Capacità conferita            | 87,5     | 77,5                | 52,2                            | 21,9 | 0,0     |
| Capacità disponibile          | 13,4     | 21,5                | 7,2                             | 3,7  | 2,0     |
| <b>ANNO TERMICO 2010-2011</b> |          |                     |                                 |      |         |
| Capacità conferibile          | 100,9    | 99,0                | 59,4                            | 25,6 | 2,0     |
| Capacità conferita            | 87,4     | 77,5                | 52,2                            | 21,9 | 0,0     |
| Capacità disponibile          | 13,5     | 21,5                | 7,2                             | 3,7  | 2,0     |
| <b>ANNO TERMICO 2011-2012</b> |          |                     |                                 |      |         |
| Capacità conferibile          | 100,9    | 99,0                | 59,4                            | 25,6 | 2,0     |
| Capacità conferita            | 87,1     | 77,5                | 50,8                            | 21,9 | 0,0     |
| Capacità disponibile          | 13,8     | 21,5                | 8,6                             | 3,7  | 2,0     |
| <b>ANNO TERMICO 2012-2013</b> |          |                     |                                 |      |         |
| Capacità conferibile          | 100,9    | 99,0                | 59,4                            | 25,6 | 2,0     |
| Capacità conferita            | 87,1     | 76,4                | 48,8                            | 21,9 | 0,0     |
| Capacità disponibile          | 13,8     | 22,6                | 10,6                            | 3,7  | 2,0     |
| <b>ANNO TERMICO 2013-2014</b> |          |                     |                                 |      |         |
| Capacità conferibile          | 100,9    | 99,0                | 59,4                            | 25,6 | 2,0     |
| Capacità conferita            | 0,0      | 0,0                 | 0,0                             | 0,0  | 0,0     |
| Capacità disponibile          | 100,9    | 99,0                | 59,4                            | 25,6 | 2,0     |

Fonte: Snam Rete Gas.

TAV. 3.7

**Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2008-2009 al 2013-2014**

M(m<sup>3</sup>) standard per giorno

## Stoccaggio

Per l'anno termico 2007-2008 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento (in termini di spazio complessivo per riserva attiva, cosiddetto *working gas*) pari a circa 13,6 G(m<sup>3</sup>) (Tav. 3.8).

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

decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001) sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 8,5 G(m<sup>3</sup>).

La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

te dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50, è pari complessivamente a circa 152 M(m<sup>3</sup>) standard.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2007-2008 sono riportati nella tavola 3.9. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit Spa il 1° aprile 2007 sono ammontate a circa 13,5 G(m<sup>3</sup>), equivalenti a circa 533,5 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard. Rispetto all'anno termico 2006-2007 lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,4 G(m<sup>3</sup>).

Durante la campagna di iniezione sono emersi alcuni problemi autorizzativi connessi con l'esercizio in sovrappressione del campo di Settala che hanno fatto ridurre le capacità messe a disposizione complessivamente di 350 M(m<sup>3</sup>); pertanto le disponibilità all'inizio di ottobre sono risultate pari a circa 13,2 G(m<sup>3</sup>).

Dei 13,2 miliardi messi a disposizione da Stogit, 8 G(m<sup>3</sup>) (pari a circa 315 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modu-

lazione e minerario, 0,11 G(m<sup>3</sup>) (circa 4,3 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m<sup>3</sup>) alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2007-2008 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 36 operatori: 34 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 7 quello strategico) e 2 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2007 sono risultati pari a circa 8,5 G(m<sup>3</sup>), di cui 5,3 in erogazione e 3,1 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2007-2008 sono ammontate a circa 0,4 G(m<sup>3</sup>). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 10: 9 utenti del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

TAV. 3.8

## Disponibilità di stoccaggio in Italia

|                                                                                                                                                             | M(GJ)<br>AL GIORNO,<br>PER LA PUNTA | M(m <sup>3</sup> )<br>STANDARD(A) |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| Spazio per stoccaggio strategico                                                                                                                            | 200,9                               | 5.100                             |
| Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto                                                 | 333,7                               | 8.482                             |
| Disponibilità giornaliera di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione | 6,0                                 | 152,1                             |

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

## Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi

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

| IMPRESE DI STOCCAGGIO | ANNO TERMICO 2006-2007 |                  | ANNO TERMICO 2007-2008 |                  |
|-----------------------|------------------------|------------------|------------------------|------------------|
|                       | NUMERO OPERATORI       | CAPACITÀ (GJ)(A) | NUMERO OPERATORI       | CAPACITÀ (GJ)(A) |
| Stogit                | 35                     | 315.226.000      | 36                     | 319.533.000      |
| Edison Stoccaggio     | 9                      | 12.102.934       | 10                     | 14.172.000       |

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

## Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.10 sono riportati le istanze e lo stato attuale delle concessioni per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero dello sviluppo economico, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde. Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità sono rappresentate dal giacimento di Poggiofiorito e dai progetti di conversione in stoccaggio di 5 giacimenti, 3 in Lombardia e 2 nelle

Marche. Nel sito di Poggiofiorito, situato in Abruzzo e precisamente in provincia di Teramo, la società Gas Plus Storage Srl ha avviato l'istruttoria per convertire a stoccaggio un giacimento preesistente di cui era titolare della concessione di coltivazione. Per cinque nuovi progetti, situati a Bagnolo Mella (in provincia di Brescia), Piadena Est (in provincia di Cremona), Romanengo (situato tra la provincia di Bergamo e quella di Cremona), Rapagnano e San Benedetto (entrambi in provincia di Ascoli Piceno) la procedura autorizzativa è allo stadio iniziale.

TAV. 3.10

Istanze di concessione  
di stoccaggio  
al marzo 2008

| PROGETTO                               | SOCIETÀ                                            | WORKING<br>GAS M(m <sup>3</sup> ) | PUNTA<br>M(m <sup>3</sup> )/giorno | PREVISIONE<br>INIZIO ESERCIZIO | SITUAZIONE                                                                                                 |
|----------------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Alfonsine (RA)                         | Stogit                                             | 1.550                             | 10,0                               | n.d.                           | Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali.                                            |
| Bordolano (CR-BG)                      | Stogit                                             | 1.440                             | 12,5/20                            | 2010                           | Autorizzato; in attesa di VIA il progetto per la costruzione della centrale di compressione e trattamento. |
| Cornegliano (LO)                       | Ital Gas Storage                                   | 891                               | 16,5                               | n.d.                           | In istruttoria; presentata istanza di VIA.                                                                 |
| San Potito – Cotignola (RA)            | Edison Stoccaggio                                  | 8,0                               | 915                                | 2012                           | In istruttoria; in corso di realizzazione.                                                                 |
| Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT)   | Geogastock                                         | 742                               | 6,6                                | n.d.                           | Presentata istanza di VIA.                                                                                 |
| Rivara (RA)<br>(in acquifero profondo) | Indipendent Gas Management                         | 3.000                             | 32                                 | n.d.                           | In istruttoria; presentata istanza di VIA.                                                                 |
| Sinarca (CB)                           | Gas Plus Storage (60%),<br>Edison Stoccaggio (40%) | 324                               | 3,3                                | n.d.                           | In istruttoria; presentata istanza di VIA.                                                                 |
| Poggiofiorito (TE)                     | Gas Plus Storage                                   | 150                               | 1,7                                | n.d.                           | In istruttoria.                                                                                            |
| Bagnolo Mella (BS)                     |                                                    |                                   |                                    |                                | In istruttoria.                                                                                            |
| Piadena Est (CR)                       |                                                    |                                   |                                    |                                | In istruttoria.                                                                                            |
| Romanengo (CR-BG)                      |                                                    |                                   |                                    |                                | In istruttoria.                                                                                            |
| Rapagnano (AP)                         |                                                    |                                   |                                    |                                | In istruttoria.                                                                                            |
| San Benedetto (AP)                     |                                                    |                                   |                                    |                                | In istruttoria.                                                                                            |

Fonte: MSE.

## Terminali di GNL

La tavola 3.11 riassume lo stato dei progetti per la realizzazione di nuovi terminali sulle coste italiane.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità sono rappresentate da:

- progetto di un nuovo terminale a terra nel Lazio, e precisa-

mente nella zona di Civitavecchia, presentato nel febbraio 2007 dalla società Gavio. Il progetto è ancora in corso di valutazione da parte del Ministero dello sviluppo economico;

- potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni, l'unico oggi funzionante in Italia, che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m<sup>3</sup>) presentato nel luglio 2007 da GNL Italia Spa, sul quale è giunta una prima opposizione locale.