

to sicuramente compatibile con la sopravvivenza dell'impresa dominante nella vendita di gas, che risulta fra l'altro anche più efficiente sul piano produttivo, ma tale da creare il rischio di uscita dei nuovi entranti, che godono di margini decisamente inferiori. Ciò avrebbe pregiudicato qualsiasi opportunità di sviluppo della concorrenza in futuro.

Tenuto conto che l'Autorità è chiamata a perseguire anche obiettivi di promozione della concorrenza, è apparso più corretto lasciare alle imprese alcuni margini nella loro attività di vendita nella speranza che il graduale decollo della concorrenza contribuisca a ridurli indipendentemente dalla regolazione.

**Regolamentazione necessaria  
ma non sufficiente**

A fronte della stasi dei processi di liberalizzazione l'Autorità ha dunque dovuto trovare un compromesso tra criteri di definizione delle tariffe in base ai costi efficienti e obiettivi di promozione della concorrenza. Tuttavia l'azione dell'Autorità costituisce un supporto di provvedimenti più incisivi di stimolo alla concorrenza che costituirebbero il naturale completamento del processo avviato con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ma che possono derivare solo da norme primarie incidendo su diritti indisponibili per l'Autorità.

Si sta ormai radicando l'idea che l'adozione dei provvedimenti di regolamentazione previsti dal decreto n. 164/00 costituisca una condizione necessaria, ma non sufficiente, per il decollo della concorrenza nel settore. Per quanto nel corso del 2003 siano stati registrati significativi progressi nell'attività di implementazione dei principi europei di liberalizzazione, come testimoniano la definitiva approvazione dei Codici di accesso alla rete di trasporto e il Documento per la consultazione sui Codici di accesso alle reti di distribuzione, il contributo delle nuove regole potrebbe limitarsi alla riduzione delle barriere strategiche per i nuovi entranti senza che si attivi alcuna pressione verso la riduzione dei prezzi.

**Indispensabile la creazione  
di una pluralità di  
approvvigionamenti  
indipendenti**

In un mercato dominato dalle importazioni di gas mediante contratti a lungo termine concentrati nelle mani dell'impresa dominante è difficile pensare che possa svilupparsi una gara di prezzo fra le imprese per estendere le proprie quote di mercato. Sebbene il numero dei nuovi entranti nel settore sia progressivamente cresciuto dal 2000 a oggi, la loro presenza è solo in parte spiegabile con la sottoscrizione di contratti indipendenti di approvvigionamento. Con il meccanismo delle "vendite innovative" Eni ha contribuito a creare barriere all'entrata nell'approvvigionamento di gas, poiché la cessione di parte dei suoi contratti è avvenuta contestualmente a quella del prezioso diritto di accesso alla rete internazionale dei metanodotti, ormai congestionata; su di essa Eni continua a vantare diritti di utilizzo, ovviamente non sottoposti ai vin-

coli nazionali del diritto di accesso a terzi, i quali a loro volta non sono adeguatamente supportati da una vera e propria regolamentazione europea. Su questo tema l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha accertato, nel novembre 2002, la violazione dei meccanismi concorrenziali da parte di Eni, che è stata invitata ad assumere comportamenti idonei a rimuovere l'abuso; nel marzo scorso, dopo aver giudicato insufficienti le condotte poste in essere dalla società, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha anche aperto un'istruttoria formale per comminare a Eni una sanzione amministrativa.

Quindi l'ingresso di nuovi operatori nell'approvvigionamento di gas, in un contesto di utilizzo quasi esclusivo di contratti *take or pay* di lungo periodo, è avvenuto al prezzo di creare una ripartizione del mercato della vendita, in cui l'esistenza di altri operatori si realizza nella porzione di domanda lasciata libera dall'*incumbent*. Un'altra strategia di incremento delle quote di mercato passa attraverso l'acquisizione delle imprese di vendita al dettaglio, mediante le già citate operazioni di aggregazione a valle della catena del gas. Non vi è dunque competizione nei prezzi per la conquista di maggiori quote di mercato nella fase di vendita. La libertà di entrata e la libertà di scelta del fornitore non risultano sufficienti per lo sviluppo della concorrenza.

D'altra parte il superamento della determinazione del prezzo del gas sulla base del prezzo dei combustibili alternativi previsto dalle formule di indicizzazione dei contratti a lungo termine – che si riverbera poi a valle della catena del gas scondando in Italia l'intermediazione Eni per i nuovi entranti – richiede il passaggio istituzionale alla nascita di un mercato *spot* centralizzato per la vendita all'ingrosso, dove il prezzo viene quotidianamente fissato sulla base della fluttuazione della domanda e dell'offerta. Dunque le prospettive della concorrenza sembrano essere legate alla progressiva riduzione di importanza dei contratti di lungo termine nella fase di approvvigionamento, al superamento delle "vendite innovative" e alla parallela crescita delle importazioni e degli scambi *spot* su un mercato centralizzato fondato su scambi anonimi e multilaterali mediati da una stanza di compensazione, così come avviene in borsa. Un passaggio, quindi, che viene ritenuto cruciale è quello della creazione della borsa del gas, rispetto alla quale il sorgere di un Punto di scambio virtuale (PSV) nell'ambito della rete di trasporto nazionale costituisce solo un primo importante passo.

Verso la creazione di  
una borsa del gas:  
il Punto di scambio virtuale

Il PSV è sorto per iniziativa della società Snam Rete Gas S.p.A. che, realizzando le disposizioni dettate dall'Autorità, ha messo a disposizione un supporto informatico che agevola non solo gli scambi di gas naturale ma anche quelli di capacità di trasporto sul mercato secondario; esso è stato favorito dall'adozione di un criterio *entry exit* per la definizione delle tariffe di trasporto. Gli scambi sono di

tipo bilaterale e avvengono a un prezzo di volta in volta concordato tra le parti. La creazione del PSV facilita le compensazioni di breve periodo fra *shipper* che detengono gas in eccesso e *shipper* che si trovano temporaneamente in difetto di materia prima. Si pensi solo al caso dei fornitori del mercato industriale, i quali vengono frequentemente a trovarsi con scorte di gas in eccesso a causa della diminuzione dei consumi nel fine settimana. Tali fornitori possono cedere il gas in rete ai fornitori del mercato civile, i quali possono invece essere "corti" di gas nella medesima unità di tempo.

In generale gli scambi al PSV costituiscono un utile meccanismo a fini di bilanciamento, ma la loro dimensione trascurabile e la determinazione bilaterale del prezzo evidenziano una notevole distanza rispetto a una vera e propria borsa del gas. L'Autorità è intervenuta in favore dei partecipanti al mercato con alcune disposizioni miranti a incrementare il grado di flessibilità degli scambi. Mentre nella proposta originaria di Snam Rete Gas veniva consentito agli *shipper* di programmare scambi al PSV fino a un giorno prima rispetto al *gas day*, l'Autorità ha disposto l'estensione degli scambi anche durante il *gas day*. In tal modo gli *shipper* possono ricorrervi non soltanto per far fronte a squilibri prevedibili fra domanda e offerta, ma anche per colmare sbilanciamenti imprevedibili. L'Autorità ha inoltre promosso gli scambi giornalieri di capacità anche sul mercato secondario, così da incrementare le opportunità di scambi giornalieri di gas. Diversamente sul mercato secondario si sarebbe creata una discrasia fra scambi di gas, consentiti a livello giornaliero, e scambi di capacità, consentiti al massimo su base mensile.

Prospettive a  
medio-lungo periodo

Come detto, pur con gli incentivi agli scambi di gas introdotti dall'Autorità si è comunque ancora lontani dall'attivazione di un mercato di tipo borsistico. Ancora una volta sono i vincoli relativi alla disponibilità di materia prima eccedente gli scambi a lungo termine che risultano stringenti rispetto all'obiettivo di crescita del mercato *spot* del gas. Di fatto solo con l'ingresso di nuovi importatori di gas o con l'introduzione di provvedimenti di *gas release*, che impongano all'impresa dominante di cedere parte del suo gas sul mercato *spot*, si può pensare di attivare nel breve periodo un vero e proprio mercato centralizzato del gas per scambi multilaterali. In alternativa l'attivazione immediata di flussi di offerta di gas sul mercato *spot* potrebbe derivare da cessioni della produzione nazionale oppure di parte delle consistenti scorte di gas depositate nei giacimenti di stoccaggio in base a norme legate alla sicurezza delle forniture di energia, che potrebbero essere riviste. Alternativamente eventuali operazioni di *capacity release*, imposte a Eni in qualità di impresa che detiene ancora diritti di utilizzo sulla rete europea dei metanodotti, rendendo disponibile capacità di importazio-

ne dall'estero, potrebbero collegare il mercato *spot* italiano a mercati *spot* più maturi come quelli dell'Europa settentrionale e contribuire così a eliminare i colli di bottiglia che ancora impediscono la creazione di un mercato unico del gas naturale.

Nel lungo periodo il mercato potrebbe trarre occasioni di sviluppo anche dall'eventualità di cessione sul mercato stesso delle quantità di gas importate in Italia grazie ai nuovi terminali di rigassificazione, programmati per entrare in funzione nei prossimi anni. Infatti, mentre si prevede di dedicare la maggior parte della capacità dei nuovi terminali all'accesso esclusivo da parte dell'impresa che ha investito nella loro costruzione, la quota residua di capacità potrebbe essere destinata anche a flussi di offerta presso il mercato *spot* che potrebbe svilupparsi presso il PSV, sostituendo progressivamente gli scambi di gas ai punti di importazione (come avvenne nel Regno Unito rispetto ai terminali costieri dove affluiva la produzione nazionale). Se così non fosse la costruzione di nuove infrastrutture per l'importazione di gas in Italia potrebbe rafforzare il peso dei nuovi entranti e ridurre le quote di mercato dell'impresa dominante senza necessariamente attivare una dinamica concorrenziale tale da comportare riduzioni di prezzo che vadano a beneficio degli utenti civili e industriali. La costruzione di nuove infrastrutture di importazione e la rimozione dei colli di bottiglia tuttora esistenti nell'ambito della rete europea dei metanodotti si tradurranno in uno sviluppo della concorrenza solo se la riduzione della quote di mercato dell'impresa dominante andrà di pari passo con il soddisfacimento della domanda con quote progressivamente maggiori di offerta *spot* presso il PSV. Diversamente, potremmo assistere a una ripartizione dei profitti più favorevole ai nuovi entranti senza particolari benefici per gli utenti.

## EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2003

Quanto descritto sull'evoluzione del settore del gas nel corso del 2003 viene sommariamente quantificato nel bilancio degli operatori del gas, riportato nella tavola 5.1, che rappresenta in modo sintetico il ruolo svolto dalle principali tipologie di operatori<sup>1</sup> nelle varie fasi della filiera dalla produzione e importazione, fino alla vendita e al consumo finale. Analogamente al settore elettrico, i cambiamenti intervenuti nell'assetto del settore del gas hanno richiesto un continuo adattamento nella definizione dei vari comparti e categorie del bilancio in anni successivi. Il bilancio del 2003 ha introdotto significative novità che riguardano soprattutto la struttura per tipologia di operatore e le classi di vendita ai clienti finali del mercato libero e tutelato.

In particolare, traendo spunto dalla crescente integrazione verticale, non si distingue più tra produttori, grossisti e venditori sul mercato finale, ma tra gruppi di operatori collegati tra loro da legami di controllo proprietario e integrati lungo la filiera del gas. Vengono evidenziati i tre principali gruppi di Eni, Enel S.p.A. ed Edison S.p.A. Negli ultimi anni hanno assunto crescente importanza gruppi di operatori, creati su iniziativa di società ex municipali, che sono riuniti insieme nella categoria "Aziende municipali maggiori". Questa categoria comprende, per esempio, il gruppo formato attorno ad Aem Milano S.p.A., Asm Brescia S.p.A. e Amga Genova S.p.A. con una serie di altre società collegate a monte e a valle della filiera (Plurigas S.p.A., Aem Trading S.r.l., Asm Energy S.r.l., Amga Commerciale S.r.l. ecc.).

Tale forma di integrazione non è così evidente, o comunque molto meno avanzata, per la maggior parte delle aziende di proprietà degli enti locali, che pertanto vengono raggruppate in una categoria a parte, "Altre aziende municipali". La categoria delle "Società private nazionali" è in genere costituita da piccole società private, che hanno tradizionalmente operato in regime di concessione e che, a seguito della separazione imposta dal decreto legislativo n. 164/00, si trovano a operare sull'intero mercato nazionale. Questa categoria comprende anche società di significative dimensioni, come le società del gruppo Italcogim e società come Energia S.p.A. nate con il nuovo regime concorrenziale. Infine viene data evidenza separata alle società di proprietà estera, come Gaz de France, Gas Natural ed EGL, che spesso operano con sede in Italia e che hanno assunto importanza crescente negli ultimi due anni.

Rispetto al 2002, non si segnalano significativi cambiamenti nel settore della

<sup>1</sup> Per operatore si intende l'insieme delle società di generazione, compravendita e *trading* appartenenti allo stesso gruppo di controllo.

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

TAV. 5.1 BILANCIO DEGLI OPERATORI DEL GAS NATURALE NEL 2003

G(m<sup>3</sup>); valori uniformati in base a un potere calorifico inferiore pari a 8 250 kcal/m<sup>3</sup>;  
le immissioni in stoccaggio sono indicate con il segno positivo

	GRUPPO ENI	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	AZIENDE MUNICIPALI MAGGIORI	ALTRE AZIENDE LOCALI	SOCIETÀ PRIVATE NAZIONALI	SOCIETÀ ESTERE	TOTALE
<b>Produzione nazionale</b>	<b>12,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>13,5</b>
<b>Importazioni nette</b>	<b>40,0</b>	<b>9,1</b>	<b>5,9</b>	<b>3,5</b>	<b>0,0</b>	<b>2,5</b>	<b>1,5</b>	<b>62,4</b>
Dirette	40,0	9,1	2,9	0,7	0,0	0,8	1,2	54,7
Vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	3,0	2,8	0,0	1,7	0,3	7,8
<b>Trasferimenti netti</b>	<b>-23,7</b>	<b>8,1</b>	<b>0,4</b>	<b>6,2</b>	<b>4,4</b>	<b>5,0</b>	<b>-0,3</b>	<b>0,1</b>
Variazione scorte	-1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,3
Consumi e perdite	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0
<b>Totale risorse</b>	<b>29,4</b>	<b>17,0</b>	<b>7,3</b>	<b>9,5</b>	<b>4,3</b>	<b>7,4</b>	<b>1,4</b>	<b>76,4</b>
<b>Vendite e consumi finali</b>	<b>29,4</b>	<b>17,0</b>	<b>7,3</b>	<b>9,5</b>	<b>4,3</b>	<b>7,4</b>	<b>1,4</b>	<b>76,4</b>
Generazione elettrica	4,7	12,1	5,8	1,4	0,1	1,6	0,6	26,4
Altri usi	24,7	4,9	1,5	8,1	4,2	5,8	0,8	50,0
Mercato tutelato	8,2	3,0	0,7	5,8	3,6	4,3	0,0	25,6
< 2 000 m <sup>3</sup>	5,4	2,1	0,3	2,4	1,5	2,1	0,0	13,8
2 - 50 000 m <sup>3</sup>	2,0	0,5	0,3	2,6	1,6	1,8	0,0	8,8
50 - 200 m <sup>3</sup>	0,6	0,5	0,1	0,7	0,3	0,3	0,0	2,3
> 200 000 m <sup>3</sup>	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,0	0,7
Mercato concorrenziale	16,5	1,9	0,8	2,3	0,6	1,5	0,8	24,4
< 2 000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2 - 50 000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
50 - 200 m <sup>3</sup>	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,4
> 200 000 m <sup>3</sup>	16,4	1,9	0,8	2,1	0,5	1,4	0,7	23,8

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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

TAV. 5.2 VENDITE DEI GROSSISTI NEL 2003<sup>(A)</sup>G(m<sup>3</sup>)

	NUMERO	VENDITE SUL MERCATO FINALE	VENDITE AD ALTRI GROSSISTI <sup>(B)</sup>	VENDITE TOTALI
<b>Grossisti con vendite superiori a 500 M(m<sup>3</sup>)</b>	<b>17</b>	<b>55,5</b>	<b>38,2</b>	<b>93,7</b>
Eni Gas & Power		17,5	22,6	40,1
Enel Trade		11,6	6,2	17,8
Edison Gas		5,6	4,1	9,7
Italgas Più		7,4	0,1	7,5
Enel Gas		4,4	0,0	4,4
Plurigas		0,7	2,6	3,2
Hera Comm		1,6	0,0	1,6
Aem Trading		0,4	1,1	1,5
Energia		0,7	0,5	1,2
Blumet		1,1	0,1	1,2
Aem Energia		1,1	0,0	1,1
Italcogim Vendite		0,8	0,0	0,8
Blu Gas		0,1	0,7	0,7
Gaz de France		0,6	0,0	0,6
Dalmine Energie		0,3	0,3	0,6
Fiorentina Gas Clienti		0,6	0,0	0,6
Asmea		0,5	0,0	0,5
Estgas		0,5	0,0	0,5
<b>Grossisti con vendite tra 100 e 500 M(m<sup>3</sup>)</b>	<b>49</b>	<b>9,2</b>	<b>2,9</b>	<b>12,1</b>
<b>Grossisti con vendite inferiori a 100 M(m<sup>3</sup>)</b>	<b>196</b>	<b>4,6</b>	<b>0,4</b>	<b>5,0</b>
<b>Grossisti senza vendite</b>	<b>25</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Totale</b>	<b>287</b>	<b>69,3</b>	<b>41,5</b>	<b>110,8</b>

(A) Sono escluse le vendite di oltre 150 grossisti con vendite inferiori a 50 M(m<sup>3</sup>).

(B) Le vendite ad altri grossisti includono le rivendite.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

produzione nazionale, che è calata per tutte le categorie di operatori in modo più o meno uniforme. L'incidenza delle importazioni del gruppo Eni si è ulteriormente ridotta, in linea con i tetti imposti dal decreto legislativo n. 164/00. La crescita della domanda di gas naturale nel 2003 è stata in parte coperta da un significativo aumento delle importazioni di quasi tutti i gruppi concorrenti, complessivamente del 35 per cento rispetto all'anno precedente, e in parte minore dai prelievi dagli stocaggi. Per quanto riguarda le importazioni dei concorrenti, è significativamente aumentato il ruolo delle vendite di Eni alla frontiera: 35 per cento delle importazioni nel 2003 contro 30 per cento nel 2002. Tuttavia, l'incidenza delle cosiddette "vendite innovative" varia significativamente con la categoria di importatori: non vi fa ricorso il gruppo Enel; per il gruppo Edison essa è aumentata da 38 a 51 per cento del totale tra il 2002 e il 2003, si è invece apprezzabilmente ridotta per i restanti gruppi, complessivamente da 76 per cento nel 2002 a 64 per cento nel 2003.

Le vendite e i consumi finali sono divisi in parti molto simili tra generazione elettrica, mercato concorrenziale e mercato tutelato. Nell'ambito del mercato concorrenziale, il bilancio evidenzia la forte preferenza degli operatori per i consumatori di maggiore dimensione. Il 98 per cento delle vendite sul mercato concorrenziale riguarda clienti finali con consumi maggiori di 200 000 m<sup>3</sup>. In particolare, l'incidenza delle vendite non tutelate (in base ai criteri fissati dall'Autorità ai sensi della delibera 12 dicembre 2002, n. 207) scende dal 97 per cento per i clienti finali con consumi superiori a 200 000 m<sup>3</sup>, al 14 per cento per i clienti con consumi tra 50 000 e 200 000 m<sup>3</sup> e all'1,8 per cento per i clienti con consumi tra 2 000 e 50 000 m<sup>3</sup>. Meno dello 0,1 per cento dei clienti finali con consumi inferiori a 2 000 m<sup>3</sup> (essenzialmente il settore domestico) ha fatto ricorso al mercato libero, prevalentemente attraverso società di servizi. Tuttavia, a tale riguardo si distinguono due categorie di operatori con una incidenza dei contratti concorrenziali significativamente maggiore della media: altre aziende municipali (0,4 per cento) e le società private nazionali (0,2 per cento). L'incidenza cala allo 0,05 per cento per le aziende municipali maggiori e a meno dello 0,01 per cento per i rimanenti gruppi.

Il quadro delle vendite intermedie e finali per singoli operatori nel 2003 viene riportato nella tavola 5.2. Nel complesso non si notano grandi rivolgimenti nel comparto rispetto al 2002, a parte un significativo aumento nel numero di operatori che riflette la fase conclusiva della separazione tra società di vendita e di distribuzione. Anche la graduatoria in termini di gas venduto sul mercato intermedio e finale non è significativamente cambiata rispetto al 2002. Quasi tutti gli operatori hanno aumentato le loro vendite, a eccezione del gruppo Eni per via dei tetti normativi. Analogamente per le importazioni, riportate in dettaglio nella tavola 5.3, non si segnalano significative variazioni rispetto al 2002, se non per un piccolo aumento nel numero di importatori e per la netta crescita dei volumi importati da quasi tutti gli operatori concorrenti di Eni.

TAV. 5.3 **IMPORTAZIONI DEGLI OPERATORI DEL GAS NEL 2003**M(m<sup>3</sup>) e valori percentuali

	VOLUME IMPORTATO	QUOTA PERCENTUALE
Eni Gas & Power	40.410	61,5
Enel Trade	9.092	14,5
Edison Gas	5.880	9,4
Piurigas	3.062	4,9
Energia	1.183	1,9
Gaz de France	579	0,9
Dalmine Energie	556	0,9
Gas Natural Vendita Italia	342	0,6
Energetic Source	313	0,5
Energas Milano	253	0,4
E Noi	186	0,3
Italcogim Trading	165	0,3
Worldenergy SA Svizzera	128	0,2
Hera Comm	128	0,2
Blumet	117	0,2
Electra Italia	76	0,1
Gas Plus	72	0,1
Blu Gas	64	0,1
BP Italia (2)	55	0,1
SPEIA	52	0,1
Acea Electrabel Trading	36	0,1
Spigas	33	0,1
EGL Italia	33	0,1

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori. Importazioni Eni al netto delle esportazioni.

## APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

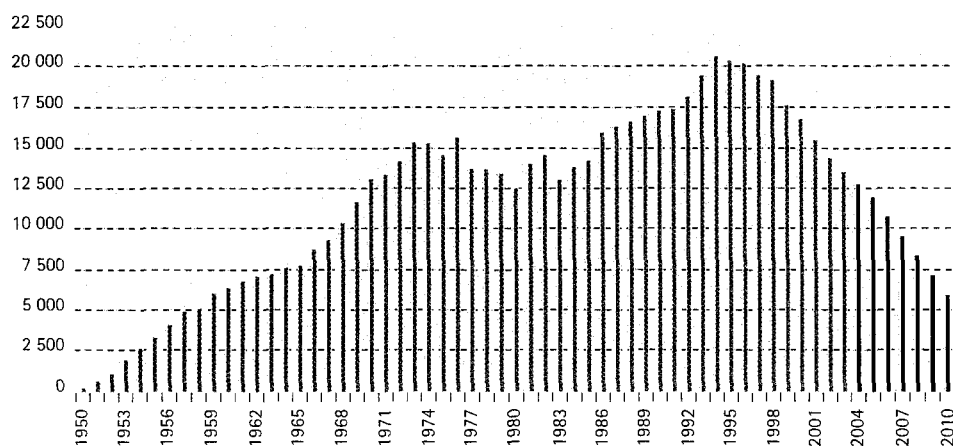
## Struttura del mercato della produzione e dell'approvvigionamento

## Produzione nazionale

L'anno 2003 è stato caratterizzato da un ulteriore decremento della produzione nazionale. La quota di gas nazionale sul totale dei consumi è nuovamente diminuita, raggiungendo appena il 18 per cento contro il 20 per cento a cui si era attestata lo scorso anno. Non è certo una novità che la produzione subisca decrementi di questa entità da un anno all'altro. È noto infatti che i maggiori giacimenti sono già stati scoperti e che le imprese tendono a non investire nel settore dell'*upstream* in Italia, nonostante gli incentivi offerti dal Governo (anche per la produzione di campi marginali, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00), principalmente a causa della complessità degli *iter* autorizzativi. A ciò si aggiunge il blocco allo sfruttamento dei giacimenti dell'Alto Adriatico. Il declino della produzione nazionale avviene per mancanza di economicità nell'estrazione del gas italiano, con la conseguenza meno desiderabile della perdita nel lungo periodo di *know how* tecnico nel settore *upstream*, in Italia particolarmente sviluppato per la struttura geologica assai complessa del territorio.

Il prospetto della produzione nazionale *ab origine* (Fig. 5.1) mostra il picco produttivo raggiunto negli anni Novanta seguito dalla rapida discesa registrata nell'ultimo quinquennio e attesa protrarsi anche nei prossimi anni.

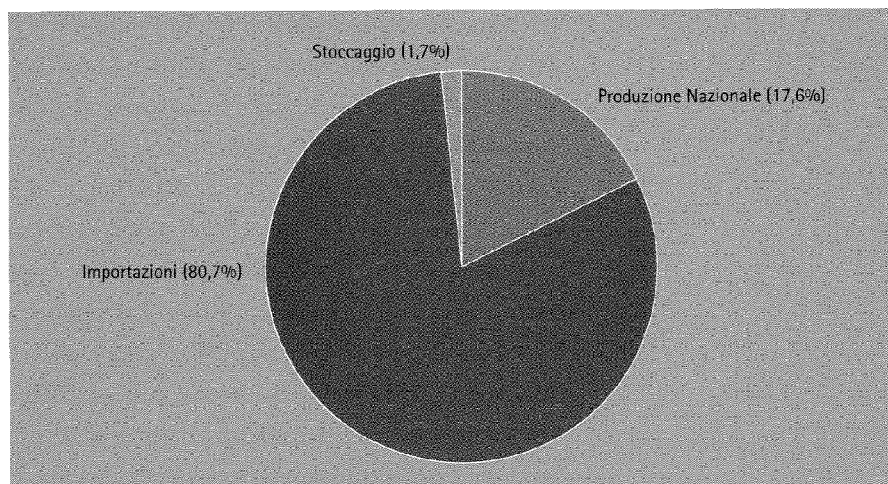
FIG. 5.1 ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS NATURALE DAL 1950  
M(m<sup>3</sup>); valori storici dal 1950 al 2003 e previsioni dal 2004 al 2010



Fonte: Ministero delle attività produttive.

FIG. 5.2 IMMISSIONI IN RETE NEL 2003

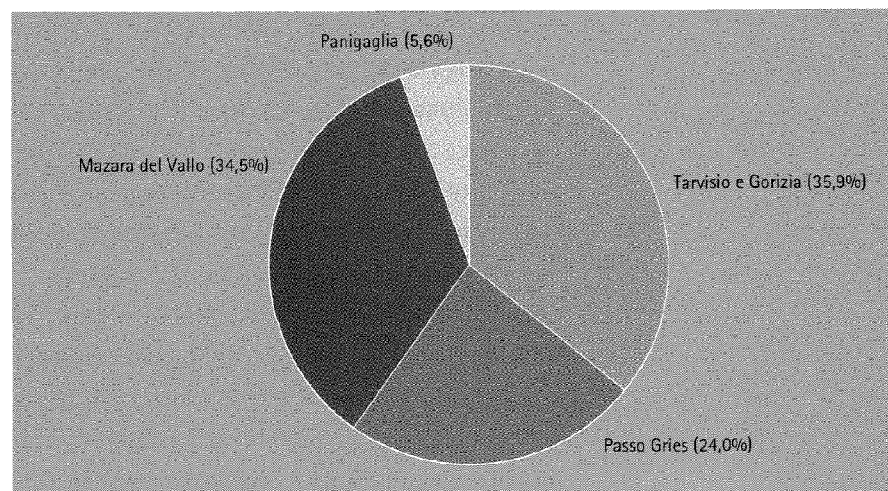
Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 5.3 IMPORTAZIONI DI GAS NEL 2003 SECONDO LA PROVENIENZA

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

### Importazioni

L'Italia è dunque un paese che punta sempre di più sulle importazioni per provvedere al proprio fabbisogno di gas. Nel 2003 le importazioni hanno coperto oltre l'80 per cento dei consumi (Fig. 5.2).

Circa la ripartizione delle importazioni in base alla provenienza (Fig. 5.3) si nota come la quota maggiore di importazioni, pari al 35,9 per cento, passi per i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e di Gorizia dove arriva il gas la cui provenienza è principalmente la Russia. Risale ad appena l'inizio del 2004 il *build up*

dell'ultimo dei contratti stipulati dall'Eni con la russa Gazprom. Con una quota pari al 34,5 per cento, seguono le importazioni di gas algerino che arriva in Italia attraverso il gasdotto Transmed, con punto di entrata ubicato in Sicilia (Mazara del Vallo). Sono pari al 24 per cento le importazioni che giungono alla rete nazionale attraverso il confine con la Svizzera di Passo Gries: in quest'ultimo arriva il gas proveniente principalmente dai Paesi Bassi, e in minor quota da altre produzioni intracomunitarie, nonché dalla Norvegia (produzioni in *off shore* del Mare del Nord). Infine vi è un 5,6 per cento di gas proveniente dal Nord Africa, che giunge come GNL presso gli impianti di Panigaglia in Liguria (gestiti dalla GNL Italia S.p.A., società del gruppo Eni), dove viene rigassificato e immesso in rete<sup>2</sup>. Riguardo ai contratti di acquisto di gas russo dell'Eni, va ricordato che la Commissione europea ha voluto un accordo tra Gazprom e la compagnia italiana per l'eliminazione delle clausole di restrizione territoriale (o "di destinazione") presenti nei contratti stipulati negli scorsi decenni. Risale infatti allo scorso 6 ottobre la comunicazione della Commissione europea che informava dell'accordo raggiunto dai servizi della concorrenza della Commissione europea con le due compagnie, a seguito del quale Eni ha accettato di offrire volumi significativi di gas acquistato dalla Russia a clienti fuori dall'Italia e di promuovere un potenziamento del gasdotto TAG, da realizzare tra il 2008 e il 2011 in funzione dell'andamento del mercato italiano.

La struttura delle importazioni di gas può essere analizzata anche in base alla durata, intera (Fig. 5.4) o residua (Fig. 5.5), dei relativi contratti vigenti nell'anno termico 2003/04, che ha inizio l'1 ottobre 2003 e termina con l'ultimo giorno di settembre 2004. Nell'analisi non sono considerati i contratti relativi all'importazione dalla Libia, i cui *build up* sono legati al completamento del relativo tratto di gasdotto, con punto di entrata in Sicilia, che si prevede entrerà in funzione al termine del 2004, dunque nel prossimo anno termico.

Nella figura che mostra i contratti secondo la durata residua è nulla l'incidenza dei contratti in essere di durata superiore a 20 anni. Ciò in quanto, come appena ricordato, la maggior parte delle forniture dalla Libia, che vanno oltre il ventennio, non è ancora attiva; analogamente, l'analisi non include le recenti richieste per nuove importazioni dall'Algeria, che prevedono *build up* tra il 2006 e il 2007 in corrispondenza della realizzazione del potenziamento del tratto tunisino del Transmed (si veda più avanti). Naturalmente il gruppo Eni non è coinvolto come

2 È opportuno ricordare che a seguito dello *swap* concordato tra Enel e Gaz de France in relazione al GNL nigeriano acquistato da Enel con un contratto pluriennale nel 1997, sono da attribuirsi a tale contratto quote di importazioni via gasdotto da Russia, Francia e Germania, nonché quote di gas algerino che arrivano in Italia come GNL per conto di Enel, per un totale di poco più del 6 per cento del totale del gas importato in Italia.

FIG. 5.4 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2003/04, SECONDO LA DURATA INTERA

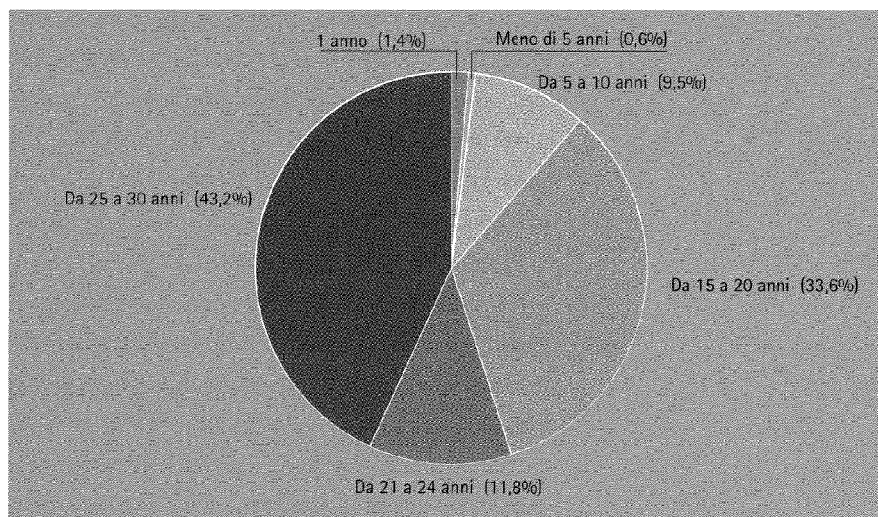
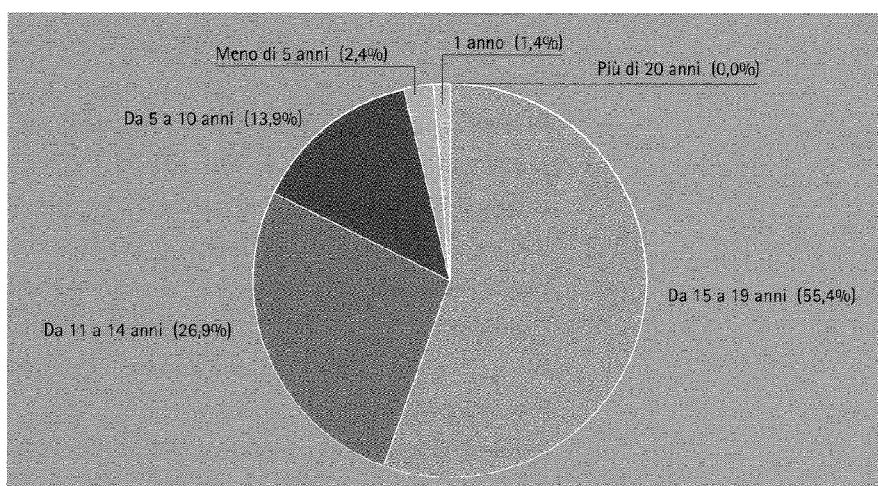


FIG. 5.5 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2003/04, SECONDO LA DURATA RESIDUA



acquirente nelle importazioni dalla Libia e nei nuovi accordi per il gas algerino: in base ai tetti *antitrust* stabiliti dal decreto legislativo n. 164/00, ancora sino al 2010, le sue immissioni sono destinate a essere annualmente ridotte di due punti percentuali rispetto al totale delle immissioni.

In base ai potenziamenti programmati, nonché considerando ulteriori grandi opere attualmente in via di studio, il mercato italiano attrae l'attenzione sempre crescente degli operatori: oltre a quelli già presenti, nuovi soggetti, anche esteri, si affacciano sul mercato italiano, per le potenzialità che si prospettano in particolare sulle infrastrutture per la rigassificazione di GNL (si veda più oltre).

Basti pensare al progetto di un nuovo metanodotto che dall'Algeria attraverso la Sardegna arrivi in territorio francese, di cui è parte il famoso progetto per la metanizzazione della Sardegna. In realtà esso deve ancora intraprendere la verifica di fattibilità tecnica, economica e finanziaria, ma è senz'altro un'opera di rilevanti dimensioni: si tratta di una capacità per almeno 10 G(m<sup>3</sup>) all'anno che richiede notevoli investimenti ed è destinata al mercato europeo più che a quello italiano (la sola metanizzazione di una regione non ne giustificherebbe la spesa). Ciò, anche in previsione di un ingresso diretto della compagnia algerina Sonatrach nel mercato europeo, verosimilmente come contropartita alla eliminazione della "clausola di destinazione" nei contratti *take or pay*, che la Direzione generale concorrenza dell'Unione europea sta perseguendo anche nei confronti dell'Algeria, così come ha fatto per la Russia. La nuova struttura non sarà comunque operativa prima del 2009; entro i primi mesi di quest'anno dovrebbero avere il via le procedure per il finanziamento dello studio di fattibilità da parte del Ministero delle attività produttive.

È in fase di avvio anche lo studio di fattibilità del progetto per il gasdotto Grecia-Italia, finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del regolamento *Trans European Network*.

Di imminente completamento è invece il nuovo gasdotto in costruzione per le importazioni dalla Libia, per una capacità massima contrattualizzata annuale di 8 G(m<sup>3</sup>): come risulta dalle comunicazioni ufficiali al Ministero delle attività produttive ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 e dalle autorizzazioni all'importazione rilasciate da quest'ultimo, è previsto entrare in funzione, sia pure a capacità ridotta, alla fine del 2004; si prevede entrerà in regime per l'anno 2006.

Per quanto riguarda il potenziamento del tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria, per ulteriori 6,5 G(m<sup>3</sup>), si è conclusa lo scorso giugno la prima fase della procedura di allocazione, per un totale sinora di 1,78 G(m<sup>3</sup>). Qualora si decidesse di proseguire con tale iniziativa, il potenziamento potrebbe essere operativo dal 2007. La realizzazione è tuttavia al centro di un complesso contenzioso tra Eni, la sua controllata TTPC (*Trans Tunisian Pipeline Company*) e la società algerina Sonatrach; tale contenzioso, che coinvolge anche i governi algerino, tunisino e italiano, ne mette in forse la realizzazione prima del 2013.

La possibilità di potenziare il tratto austriaco del metanodotto TAG di importazione dalla Russia, per ulteriori 6,5 G(m<sup>3</sup>)/anno, è stata recentemente ridiscussa

in base al menzionato accordo tra la Commissione europea, Eni e Gazprom: nel rimuovere la clausola di destinazione nei contratti di importazione all'Eni si è consentito di procrastinare sino al 2011 la realizzazione del potenziamento, qualora in Italia abbiano inizio entro il luglio 2005 i lavori per due nuovi terminali di GNL.

### Azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas

Tra gli strumenti a disposizione dell'Autorità per promuovere la concorrenza nell'offerta di gas vi sono sia la definizione di condizioni che rendano accessibile ed efficiente il servizio di trasporto, sia interventi di stimolo alla creazione di nuove infrastrutture d'importazione.

Il quadro normativo dei Codici di rete in Italia è stato definito nel 2002 con l'approvazione della delibera dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137. In base alla normativa vigente le imprese che adottano il Codice di rete devono sottoporlo all'Autorità per l'approvazione. Nel corso dell'esame dei Codici di rete è emersa l'opportunità di integrare il quadro normativo, predisposto con la delibera n. 137/02, in merito alla disciplina del servizio di trasporto per specifici profili di clientela e di chiarire alcune disposizioni in vigore per meglio promuovere la concorrenza nel settore.

Per quanto riguarda le nuove infrastrutture per la rigassificazione del GNL, l'Autorità ha adeguato le disposizioni emanate nel 2002 a quanto stabilito in materia dalla legge 12 dicembre 2002, n. 273.

#### Modifiche e completamento della disciplina del trasporto (delibera n. 91/03)

L'art. 13 della delibera n. 137/02 prevede che la cessione e lo scambio di capacità di entrata e di uscita assegnate agli utenti della rete nazionale di gasdotto nonché la cessione e lo scambio di gas immesso nella rete stessa siano effettuati sulla base di procedure definite con provvedimento dell'Autorità. L'avvio del procedimento finalizzato all'adozione di tali procedure e al completamento dell'assetto funzionale alla promozione della concorrenza nel settore del gas è contenuto nella delibera 31 luglio 2003, n. 91.

Nella versione iniziale del Codice di rete presentato da Snam Rete Gas all'Autorità, era contemplata una disciplina dell'organizzazione di un mercato secondario per lo scambio del gas, con l'introduzione di un PSV quale "servizio opzionale" per gli scambi e le cessioni giornaliere di gas in rete. Poiché questa disciplina non riguardava il rapporto gestore-utente del servizio (controparti del contratto di trasporto), non poteva costituire materia oggetto del Codice di rete. Durante il procedimento di verifica di conformità del Codice di rete, gli Uffi-

ci dell'Autorità hanno segnalato a Snam Rete Gas tale incoerenza e nella nuova versione di Codice di rete, approvata dall'Autorità, la disciplina contestata è stata sostituita con un supporto tecnico operativo alle contrattazioni fisiche tra gli operatori. Al contempo, però, l'Autorità ha invitato la stessa società e altri soggetti interessati a presentare ai propri Uffici, entro il 30 settembre 2003, uno schema di procedure per l'organizzazione di un mercato secondario per lo scambio del gas.

Con la stessa delibera n. 91/03, l'Autorità ha inoltre disposto di avviare un procedimento volto a modificare la delibera n. 137/02, che è apparsa disciplinare in modo incompiuto le problematiche relative ad alcuni specifici profili del servizio di trasporto. Più precisamente, l'Autorità ha ritenuto che:

- la disciplina del conferimento di capacità non risulta adeguata alle esigenze di alcune tipologie di impianti che si trovano in fase di avviamento e di test iniziale, e che in tale fase presentano una marcata indeterminatezza del profilo di prelievo;
- la stessa disciplina del conferimento di capacità non considera le specifiche esigenze, sia dei contratti di importazione, che prevedono un periodo transitorio nel quale si raggiungono gradualmente le quantità contrattuali media giornaliera e massima giornaliera di regime, sia dei contratti di fornitura a nuovi impianti, l'avviamento dei quali abbia inizio in data successiva all'inizio dell'anno termico;
- la disciplina dell'erogazione del servizio di trasporto non considera le esigenze degli impianti di compressione per autotrazione nei periodi in cui tali impianti alimentano carri bombolai per l'esecuzione del servizio sostitutivo di riconsegna a seguito di situazioni di emergenza o di interventi di manutenzione;
- la disciplina delle prenotazioni prevista dalla delibera n. 137/02 non appare pienamente funzionale, sebbene legittima, con le finalità dalla stessa perseguite. Peraltro, alcune segnalazioni di utenti hanno evidenziato come la medesima delibera, non prevedendo l'applicazione di specifici corrispettivi a carico dell'utente che non rispetti le prenotazioni da questi effettuate, consenta comportamenti opportunistici e non responsabili di alcuni utenti a danno di altri in sede di bilanciamento.