

## 4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

### EVOLUZIONE DEL SETTORE

Nel giugno 2004 è giunta a conclusione l'indagine sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale, condotta congiuntamente dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) e dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. I risultati dell'indagine offrono uno spunto importante per compiere un primo bilancio dell'esperienza di liberalizzazione del mercato italiano del gas, a distanza di ormai quattro anni dall'avvio dell'esperimento di apertura del mercato alla concorrenza.

L'indagine evidenzia come l'Italia si sia distinta a livello europeo per l'implementazione di un quadro di regole più avanzato rispetto a quello adottato da altri paesi. Il recepimento della Direttiva europea 98/30/CE, mediante il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ha portato a una configurazione del settore tale da anticipare i nuovi principi di liberalizzazione contenuti nella più recente Direttiva europea 2003/55/CE. Ciò vale in particolare per quanto riguarda i principi sia dell'*unbundling* fra attività monopolistiche e attività potenzialmente concorrenziali sia dell'accesso dei terzi alle infrastrutture essenziali. Si ricorda infatti che l'Italia ha scelto la separazione societaria fra attività di trasporto del gas e attività di vendita, rispetto al più debole principio di separazione contabile imposto dalla prima direttiva europea.

Attualmente il principio di separazione societaria costituisce un requisito inderogabile della nuova direttiva europea. Lo stesso dicasi per la scelta di implementare il principio dell'accesso dei terzi alla rete di trasporto mediante tariffe e condizioni regolate da un'Autorità indipendente, opzione che vede l'Italia già in regola con quanto disposto in materia dalla nuova direttiva. Nel caso dello stoccaggio di gas, le soluzioni adottate dal nostro paese sono di particolare avanguardia, traducendosi nella separazione societaria dalle attività di vendita e di trasporto e nell'applicazione di tariffe e condizioni di accesso sempre regolate da un'Autorità indipendente. In questo caso la nuova direttiva offre ancora ai paesi membri l'opzione tra accesso regolato e accesso negoziato agli impianti di stoccaggio, probabilmente sulla scorta del fatto che in linea di principio questa attività riveste lo *status di bottleneck facility*, duplicabile a certe condizioni da parte dei nuovi entranti. D'altra parte in Italia lo stoccaggio resta un monopolio di fatto e i nuovi entranti non hanno ancora avuto l'opportunità di investire in questo settore poiché non sono state ancora concluse le procedure di assegnazione delle concessioni relative ai nuovi depositi. Infine, anche nel caso della distribuzione di gas l'Italia si trova già in linea con le disposizioni previste dalla nuova direttiva, avendo scelto il principio della separazione societaria tra distribuzione e vendita al dettaglio (limitando la separazione contabile alle società minori) e applicando anche in

questo caso tariffe e condizioni di accesso regolate dall'Autorità.

D'altra parte l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione conclude che l'adozione di una regolamentazione avanzata è condizione necessaria ma non sufficiente per l'avvio di una vera e propria concorrenza nel mercato, tale da sganciare finalmente il prezzo del gas dal prezzo del petrolio e dei suoi derivati. Infatti, per quanto riguarda l'avvio della concorrenza e la riduzione dei prezzi finali, il bilancio dei primi quattro anni di liberalizzazione è senza dubbio deludente. A fronte del fatto che la società Eni S.p.A., principale produttore e importatore, evidenzia costi di approvvigionamento più bassi dei concorrenti e della riduzione delle tariffe regolate di trasporto e di stoccaggio da parte dell'Autorità, in Italia i prezzi del gas al netto delle imposte restano tra i più alti a livello europeo, sia per gli usi industriali sia per le grandi utenze civili. L'indagine dimostra che Eni, ex monopolista pubblico, continua a esercitare un forte potere di mercato nel settore, in veste di impresa dominante in tutti i segmenti della filiera del gas. Tale potere di mercato si esplica soprattutto mediante il controllo dell'attività di approvvigionamento di materia prima. Infatti Eni è praticamente monopolista nella produzione nazionale e in maniera diretta o indiretta continua a controllare il mercato delle importazioni di gas in Italia. A eccezione infatti dei quantitativi di gas importati indipendentemente in Italia da Enel S.p.A. e da Edison S.p.A., Eni importa direttamente il 62 per cento del gas immesso in rete dall'estero. Ma sono in ultima analisi riconducibili a Eni anche i quantitativi importati dalle società Plurigas S.p.A., Dalmine Energie S.p.A., Energia S.p.A. e ancora dalla stessa Edison, trattandosi di vendite di gas effettuate all'estero dall'impresa dominante ai suoi stessi concorrenti (cosiddette "vendite innovative"), a valere su contratti pluriennali già conclusi a suo tempo dall'operatore dominante con i produttori norvegesi. Tenuto conto di queste cessioni di gas effettuate da Eni alla frontiera, l'incidenza delle importazioni Eni sul totale sale al 72 per cento. Attraverso queste cessioni di gas all'estero Eni ha ridotto formalmente la sua quota di mercato nell'importazione, rispettando i tetti *antitrust* previsti dal decreto legislativo n. 164/00, ma con modalità tali da rendere tali soglie del tutto inefficaci in termini di promozione della concorrenza.

Da questo punto di vista emerge quindi un limite nella strategia di liberalizzazione seguita dall'Italia. L'indagine mette in luce, infatti, le difficoltà sperimentate dai nuovi entranti nel provvedere autonomamente all'importazione di gas, dal momento che Eni continua a vantare il controllo sui diritti di trasporto nell'ambito delle infrastrutture di importazione localizzate all'estero, che la stessa impresa dominante ha contribuito a costruire all'epoca del monopolio pubblico. Eni ha sfruttato tali diritti per saturare la capacità di importazione esistente proprio mediante le cessioni di gas a concorrenti prescelti, ai quali ha consentito congiuntamente anche il necessario vettoriamento all'estero. Perciò l'AGCM

aveva a suo tempo già ravvisato l'abuso di posizione dominante da parte dell'ex monopolista in seguito ai comportamenti strategici emergenti dalle "vendite innovative". Attualmente risulta pienamente utilizzata la capacità di trasporto sia ai punti di interconnessione della rete nazionale con il Nord Europa e l'Est europeo, sia nei metanodotti di adduzione delle importazioni, localizzati in Svizzera, Germania e Austria, tutti controllati da Eni a vario titolo.

Nei fatti la capacità di trasporto di queste infrastrutture è per la maggior parte destinata al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti di importazione, gravati da clausole *take or pay*, sottoscritti da Eni appena prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea 98/30/CE. In un'ottica di breve termine risulta difficoltoso anche l'utilizzo di capacità di trasporto marginali rese disponibili dalla flessibilità dei contratti di importazione sottoscritti da Eni, poiché l'assenza di una disciplina per l'accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali rende difficile e oneroso l'accesso dei terzi a queste infrastrutture. Si pongono infatti sia problemi di asimmetria informativa, relativamente alle capacità effettivamente disponibili, sia problemi legati alle tariffe di utilizzo delle infrastrutture escluse dalla regolamentazione cui sono sottoposte le tariffe praticate dalla società Snam Rete Gas S.p.A. per il trasporto sulla rete nazionale. In seguito alla sentenza di abuso di posizione dominante, l'AGCM aveva imposto a Eni il potenziamento di queste infrastrutture al fine di rimuovere i "colli di bottiglia" all'importazione via metanodotto, almeno nel lungo periodo<sup>1</sup>. Da parte sua Eni ha scelto di rinviare nel tempo i suddetti potenziamenti, in relazione alla decisione di alcuni nuovi entranti di investire nella costruzione di nuovi terminali per la rigassificazione del gas liquefatto importato via nave, proprio per superare (con un'operazione di *by pass*) le barriere strutturali all'importazione via metanodotto. Secondo l'impresa dominante la duplice realizzazione di potenziamenti sulla rete internazionale e di nuovi terminali di GNL avrebbe consentito l'importazione in Italia di flussi di gas tali da provocare eccessi di offerta di dimensioni incompatibili con il rispetto degli obblighi *take or pay*, caratteristici dei contratti pluriennali di importazione, configurando una vera e propria "bolla di gas". In realtà l'indagine conoscitiva ha decisamente ridimensionato questi timori, evidenziando, al contrario, la possibilità che nel breve termine si manifesti invece un eccesso di domanda di gas e ricordando che eventuali surplus di offerta futuri sono una condizione necessaria per raggiungere sia l'obiettivo della sicurezza delle forniture, sia quello di una riduzione dei prezzi. La mancata ottemperanza di Eni agli obblighi di potenziamento delle infrastrutture si è tradotta in una multa di 4,5 milioni di euro comminata dall'AGCM e nell'imposizione parallela di un obbligo di cessione di gas ai concorrenti a condizioni stabilite dalla stessa AGCM (*gas release*)<sup>2</sup>.

1 AGCM, provvedimento n. 11421 del 21 novembre 2002.

2 AGCM, provvedimento n. 13644 del 7 ottobre 2004.

Anche la situazione delle importazioni provenienti dall'Africa risulta critica ai fini dello sviluppo della concorrenza. Nel punto di importazione localizzato in Sicilia, dove affluisce il gas proveniente dall'Algeria, esiste ancora capacità inutilizzata, ma persistono "colli di bottiglia" sul suolo tunisino: qui l'assenza di potenziamenti delle infrastrutture, controllate anche in questo caso dall'impresa dominante, impedisce ai concorrenti di Eni di provvedere ad approvvigionamenti indipendenti. Il mancato potenziamento della rete localizzata in Tunisia, pur a fronte di contratti di importazione conclusi da concorrenti di Eni, configura un ulteriore ostacolo all'incremento delle importazioni di gas in Italia e in Europa. Pertanto, anche in seguito alle conclusioni dell'indagine conoscitiva, AGCM nel gennaio 2005 ha aperto un'ulteriore istruttoria per abuso di posizione dominante "di carattere escludente" a carico di Eni, accusata di comportamenti strategici tendenti a monopolizzare il mercato delle importazioni di gas algerino. Nel corso del 2004 sono anche iniziate le importazioni di gas libico nel punto di importazione di Gela, ma anche in questo caso i flussi sono collegati a un metanodotto controllato da Eni, che ha già ceduto parte della capacità a concorrenti prescelti.

Ancora con riferimento alle infrastrutture di importazione, appartiene a Eni anche l'unico impianto di rigassificazione di GNL presente in Italia, a Panigaglia. Trattandosi di importazione di gas via nave, a differenza dei gasdotti, Eni può esercitare meno il proprio potere di controllo sui soggetti che, acquistando liberamente carichi di GNL da diversi paesi, chiedono l'accesso al terminale. Ma le richieste da parte degli operatori sono superiori alla capacità del terminale stesso. A seguito del contenzioso tra la spagnola Gas Natural e GNL Italia S.p.A. (società del gruppo Eni che gestisce il terminale), nel quale è intervenuta l'Autorità ordinando a GNL Italia di concedere l'accesso a Gas Natural per l'anno termico 2004-2005, sono state disposte condizioni per l'utilizzo del terminale che hanno consentito l'accesso a un maggior numero di utenti. Alla fine del 2004, inoltre, l'Autorità ha avviato una istruttoria conoscitiva sulle modalità con cui è stato gestito da GNL Italia il terminale di Panigaglia negli anni termici dal 2001 al 2004, nonché sul tema dell'approvvigionamento del GNL per il mercato nazionale.

La posizione che Eni riveste nel mercato di approvvigionamento del gas non ha sinora consentito il decollo della concorrenza nell'ambito del segmento della vendita all'ingrosso. Per quanto riguarda il segmento dei consumatori industriali l'indagine, oltre a rilevare l'elevato livello dei prezzi, evidenzia il vantaggio competitivo di Eni, che è in grado di offrire contratti a condizioni migliori dei nuovi entranti. Nell'ambito invece delle cessioni di gas alle imprese di vendita al dettaglio, i concorrenti di Eni si caratterizzano per offerte maggiormente convenienti rispetto all'impresa dominante. D'altra parte, come ricorda la stessa indagine, il

fatto che il gruppo Eni abbia deciso di riacquistare completamente la proprietà della società Italgas S.p.A. fa sì che il gruppo stesso disponga di uno sbocco interno per il metano destinato al mercato civile e possa quindi concentrare il maggior sforzo competitivo sul segmento degli usi industriali. Comunque, a distanza di quasi un anno e mezzo dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda (gennaio 2003, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00) il mercato all'ingrosso non evidenzia alcun fenomeno rilevante di competizione nei prezzi. L'indagine evidenzia che in un paese dominato dalle importazioni mediante contratti a lungo termine la liberalizzazione può produrre fenomeni di entrata senza concorrenza, se non vi è accesso a mercati centralizzati del gas dove procurarsi approvvigionamenti più convenienti e soprattutto più flessibili.

Le imprese che vendono gas sul mercato all'ingrosso devono onorare ingenti impegni finanziari, in forza delle clausole *take or pay* che caratterizzano i contratti di importazione, di conseguenza non hanno convenienza ad "aggredire" i concorrenti per conquistare ulteriori quote di mercato a colpi di ribassi dei prezzi. Poiché i loro costi fissi sono elevati ma i costi marginali tendono a zero una concorrenza di questo tipo sarebbe rovinosa poiché rischierebbe di ridurre i ricavi di vendita a livelli tali da escludere la copertura dei costi fissi. In Italia molto spesso l'entrata sul mercato è avvenuta attraverso l'acquisizione di imprese di distribuzione e di vendita, oppure si sono costituite società per l'importazione e la vendita del gas che fanno capo a imprese locali di vendita storicamente presenti sui mercati finali. Le imprese possono quindi massimizzare i profitti segmentando i mercati finali di sbocco del loro gas ove continuano a comportarsi da monopolisti, poiché anticipano credibilmente che nessun concorrente avrà convenienza ad "aggredirle" e a "innescare la miccia" della concorrenza dei prezzi.

Nel corso del 2004 si è manifestata un'eccezione a questo scenario, legata alla politica più aggressiva di Enel in alcune città già servite da altri concorrenti dell'impresa dominante. D'altro canto Enel è un operatore particolare, poiché continua a disporre di una larga parte del mercato finale vincolato dell'elettricità consumata dalle famiglie e può quindi sfruttare tale posizione per entrare sul mercato del gas, dove invece la liberalizzazione è già stata completata.

I risultati dell'indagine congiunta hanno portato le due Autorità a formulare una serie di proposte per incentivare lo sviluppo della concorrenza nel mercato italiano del gas naturale, riducendo in vario modo il peso dell'operatore dominante. Le proposte principali riguardano: lo sviluppo della capacità di importazione, la separazione proprietaria della rete nazionale di trasporto e degli impianti di stoccaggio e, infine, la creazione di un mercato centralizzato per gli scambi di gas dotato di ampia liquidità.

Lo sviluppo della capacità di importazione richiede sia la realizzazione delle opere

di potenziamento dei gasdotti internazionali da parte di Eni, come richiesto in maniera reiterata anche dall'AGCM, sia la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, che consentano importazioni svincolate dall'operatore dominante (i progetti in stadio più avanzato sono presso Brindisi e al largo di Rovigo). In merito alla separazione proprietaria occorre ricordare che l'esperienza dei primi anni di liberalizzazione ha dimostrato che la separazione societaria è ancora insufficiente riguardo al raggiungimento dell'obiettivo della piena neutralità delle attività di rete e di stoccaggio del gas rispetto a quelle di approvvigionamento e vendita su mercati potenzialmente concorrenziali. Occorre portare il processo di separazione alle sue estreme conseguenze al fine di promuovere la concorrenza nel settore, e ciò significa realizzare la piena separazione proprietaria fra le società che gestiscono le infrastrutture essenziali e quelle impegnate nell'approvvigionamento e nella vendita di gas. La necessità di tale provvedimento, realizzabile solo attraverso norme primarie, è stata ricordata dall'Autorità mediante la Segnalazione al Parlamento e al Governo del 27 gennaio 2005. Se infatti l'obiettivo di non discriminazione fra imprese utilizzatrici delle infrastrutture di rete e dello stoccaggio può essere raggiunto mediante la realizzazione del principio del libero accesso dei terzi, garantito da tariffe e condizioni di accesso regolate da un'Autorità indipendente, così non è per altre decisioni discrezionali che investono, in primo luogo, la scelta di concorrere all'infrastrutturazione del paese attraverso la realizzazione di terminali di rigassificazione e di nuovi metanodotti d'importazione e, in secondo luogo, la gestione della rete di trasporto in alta e media pressione e lo stoccaggio in giacimenti esauriti. Ci si riferisce, in particolare, alle decisioni di investimento che in ultima analisi spettano, naturalmente, a chi detiene la proprietà delle imprese. Infatti, tenuto conto che Eni rappresenta l'impresa dominante sia nell'approvvigionamento sia nella vendita di gas, potrà ottenere margini di profitto elevati attraverso l'esercizio del potere di mercato nell'ambito di tali fasi (non regolate), come è del resto documentato nell'indagine congiunta. Tale esercizio prevede tipicamente il contenimento dell'offerta sia di materia prima sia di servizi accessori alla sua vendita (trasporto e stoccaggio).

La congestione riguardante le infrastrutture determina così scarsità di offerta di gas naturale di provenienza non-Eni e quindi scarsità di offerta *tout court*, almeno sino a quando saranno vigenti i tetti *antitrust* che impediscono all'operatore dominante di espandere la sua quota di mercato. Poiché la rimozione della scarsità di offerta non è nell'interesse dell'impresa dominante, lo sviluppo delle infrastrutture essenziali del sistema gas Italia è destinato a essere condizionato in senso restrittivo dall'esercizio dei diritti di proprietà di Eni sui tratti esteri dei metanodotti di importazione, su Snam Rete Gas e su Stogit S.p.A. Poiché per questioni di sovranità nazionale e di asimmetrie nei processi di liberalizzazione

non è possibile incidere sulla proprietà dei tratti esteri di metanodotto, diventa tanto più urgente e rilevante influire su quella delle infrastrutture essenziali situate nel territorio italiano. La separazione proprietaria potrà garantire la piena indipendenza delle scelte di investimento di Snam Rete Gas e di Stogit, orientandole verso opzioni neutrali rispetto alle strategie di qualunque operatore impegnato nell'approvvigionamento e nella vendita, nonché basate sulla massimizzazione del profitto derivante dal trasporto e dallo stoccaggio di gas.

La completa indipendenza delle decisioni discrezionali di investimento può essere realizzata solo con la cessione completa della quota di proprietà Eni nell'ambito delle infrastrutture di trasporto (Snam Rete Gas) e di stoccaggio (Stogit): è noto infatti che attraverso meccanismi resi possibili dalle scelte di *corporate governance*, anche la gestione di partecipazioni di minoranza può consentire il controllo della società, sebbene l'ultima direttiva europea sulla liberalizzazione del mercato del gas richieda che proprio attraverso le scelte di *corporate governance* si realizzi l'indipendenza fra infrastrutture essenziali e imprese impegnate nelle fasi competitive.

Vale poi la pena di sottolineare le differenze fra il caso della trasmissione e del trasporto e quello dello stoccaggio. Nel caso di Stogit, la cessione di partecipazioni Eni è tanto più rilevante quando si pensi che tale società opera oggi in monopolio di fatto e controlla quindi la principale fonte di modulazione dell'offerta di gas per tutte le imprese concorrenti di Eni, che può invece avvalersi di maggiori flessibilità garantite dall'ampio portafoglio di contratti di importazione, e ricorrere ai servizi di Stogit solo in maniera residuale. Inoltre, con la legge 23 agosto 2004, n. 239, sul riordino del settore energetico, è stato garantito a Stogit il rinnovo delle concessioni in scadenza per almeno 20 anni, per cui il potere di mercato nell'offerta di stoccaggio è destinato a procrastinarsi ancora molto a lungo, tenuto conto che il Ministero delle attività produttive non ha ancora completato l'*iter* di assegnazione di ulteriori concessioni di stoccaggio ai nuovi entranti che le hanno richieste.

Solo con l'uscita di Eni dal capitale di Snam Rete Gas e di Stogit potrà prendere forma un vero e proprio ISO (*Independent System Operator*), che riunisca le infrastrutture essenziali necessarie alle imprese per competere nella compravendita di gas a condizioni eque e non discriminatorie, nonché orienti le decisioni di investimento nell'interesse dello sviluppo del sistema gas Italia, e quindi dell'economia nazionale. Un simile orientamento può essere, per esempio, ravvisabile nella proposta di avviare un *hub* nazionale che diventi il fulcro per gli scambi di gas tra il Nord e il Sud dell'Europa, trasformando l'Italia da paese importatore a paese di transito dei flussi di gas destinati all'esportazione.

Non vi è infatti liberalizzazione completa e *gas to gas competition* senza la creazione di un mercato centralizzato per gli scambi di materia prima che superi

la logica attuale degli scambi bilaterali e della segmentazione dei mercati locali di vendita, funzionale alla ripartizione del mercato ma non alla discesa dei prezzi. Quest'ultima richiede, oltre alla formazione di un fisiologico eccesso di capacità e di materia prima, anche la modifica dei meccanismi concorrenziali del settore, che presiedono appunto ai meccanismi di formazione dei prezzi. In un mercato centralizzato maturo il prezzo fluttua in base all'andamento della domanda e dell'offerta di gas disponibile. Affinché tale mercato si sviluppi occorre però un parallelo incremento della liquidità, che attualmente scarseggia poiché il gas viene prevalentemente scambiato sulla base di contratti bilaterali di lungo termine con prezzi parzialmente ancorati a quelli del greggio e dei suoi derivati. Nel lungo termine la creazione di un *hub* fisico per l'importazione e l'esportazione di gas al centro della pianura padana e collegato ai giacimenti di stoccaggio potrebbe attirare liquidità di ampie dimensioni e tali da operare la reale trasformazione del mercato italiano del gas, ampliando i quantitativi scambiati a prezzi indipendenti dal potere di mercato dell'operatore dominante.

#### Domanda e offerta nel 2004

L'evoluzione del settore del gas nell'anno 2004 appena descritta è sinteticamente riflessa nel bilancio degli operatori, riportato nella tavola 4.1. Come negli anni passati la struttura del bilancio è stata scelta con il fine di evidenziare le caratteristiche preminenti dell'attività delle diverse categorie di operatori nei principali comparti della filiera: dagli approvvigionamenti di gas, ai trasferimenti interni alle vendite sul mercato finale.

Diversamente dal settore elettrico, nel quale i produttori giocano un ruolo determinante per gli approvvigionamenti di energia, nel settore del gas il baricentro del settore è molto più spostato verso l'importazione che copre l'84 per cento delle risorse disponibili (contro il 15 per cento per l'elettricità). Questo si riflette in un accresciuto ruolo di *trader* e grossisti che svolgono sia attività di compravendita sul mercato all'ingrosso, sia attività di vendita sul mercato finale. Inoltre, nel settore del gas l'eredità del precedente sistema di distribuzione locale si manifesta in una tendenza verso la specializzazione degli operatori, la cui attività si concentra quasi esclusivamente sul mercato delle vendite finali prevalentemente a mezzo delle reti di distribuzione locale.

L'evoluzione del sistema negli ultimi due anni ha pertanto reso opportuna l'elaborazione del bilancio distinguendo tra "venditori", che rivendono la maggioranza del gas acquistato sul mercato finale, e "grossisti" che vendono sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale. Per la ripartizione tra le due categorie di operatore è stata fissata una soglia del 95 per cento delle vendite sul



## XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.1 BILANCIO DEL GAS NEL 2004

G(m<sup>3</sup>)

	GROSSISTI				VENDITORI			TOTALE
	ENI	> 10 G(m <sup>3</sup> )	1 - 10 G(m <sup>3</sup> )	< 1 G(m <sup>3</sup> )	> 1 G(m <sup>3</sup> )	0,1 - 1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1 G(m <sup>3</sup> )	
<b>Produzione nazionale netta</b>	<b>10,8</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>	<b>0,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>13,0</b>
<b>Importazioni nette<sup>(A)</sup></b>	<b>41,6</b>	<b>9,4</b>	<b>12,1</b>	<b>3,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,0</b>	<b>67,2</b>
Di cui vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	5,2	1,3	0,0	0,0	0,2	6,7
<b>Prelievi netti da stoccaggi</b>	<b>0,9</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>
- stoccaggi al 31 dicembre 2003	2,8	0,6	1,0	0,3	0,1	0,0	0,0	4,7
- stoccaggi al 31 dicembre 2004	1,9	0,7	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	4,6
<b>Acquisti da operatori nazionali</b>	<b>0,3</b>	<b>7,1</b>	<b>8,5</b>	<b>4,0</b>	<b>15,8</b>	<b>12,1</b>	<b>4,8</b>	<b>52,8</b>
Da Eni	0,0	6,2	3,8	1,3	9,2	6,8	2,7	30,1
Da Enel	0,0	0,0	0,5	0,1	5,3	0,9	0,0	6,8
Da Edison	0,0	0,7	1,2	0,4	0,0	1,8	0,5	4,6
Da altri	0,3	0,2	2,9	2,2	1,4	2,6	1,6	11,3
<b>Cessioni ad altri operatori</b>	<b>22,9</b>	<b>6,9</b>	<b>10,7</b>	<b>7,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>48,0</b>
<b>Trasferimenti netti</b>	<b>-23,8</b>	<b>-0,4</b>	<b>-5,6</b>	<b>-0,9</b>	<b>14,0</b>	<b>11,9</b>	<b>4,8</b>	<b>0,0</b>
<b>Consumi e perdite<sup>(B)</sup></b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>
<b>Vendite e consumi</b>	<b>29,1</b>	<b>8,7</b>	<b>7,2</b>	<b>2,4</b>	<b>14,1</b>	<b>13,1</b>	<b>4,8</b>	<b>79,3</b>
Generazione elettrica	17,0	8,7	5,3	0,0	0,4	0,5	0,1	32,1
Domestico, commercio e industria	12,1	0,0	1,9	2,3	13,7	12,6	4,7	47,2
Mercato tutelato	0,0	0,0	0,5	0,9	10,3	8,1	3,4	23,3
< 5.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,3	0,6	7,0	5,8	2,3	16,0
5-200.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,1	0,3	3,1	2,2	0,9	6,8
> 200.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,5
Mercato libero	12,1	0,0	1,4	1,4	3,4	4,5	1,3	24,0
< 5.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5
5-200.000 m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	1,0
> 200.000 m <sup>3</sup>	12,0	0,0	1,4	1,3	3,2	3,8	0,7	22,5

(A) Le importazioni sono al netto dei transiti (Geoplina).

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori (i dati possono differire da quelli presentati in altre tabelle per la diversa origine).

mercato finale, che riflette un normale ricorso ad attività di bilanciamento e scambio. Nel settore del gas, molto più che nel settore elettrico, alcune importanti società grossiste sono legate a una pluralità di società di vendita controllate da soggetti diversi: ciò rende difficoltosa l'identificazione di gruppi di imprese. Peraltro una segmentazione per gruppi di proprietà è complicata anche dai rivolgimenti proprietari avvenuti e tuttora in atto. Ai fini del monitoraggio dell'evoluzione del mercato continua invece ad avere molta importanza il taglio per dimensione delle imprese.

Le categorie dimensionali evidenziate si riferiscono alle vendite complessive di singole società sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale. Nel 2004, oltre a Eni Divisione Gas & Power, solo Enel Trade ha avuto vendite complessive maggiori di 10 miliardi di m<sup>3</sup>. Le vendite del gruppo Edison superavano questa soglia solo aggregando le vendite sul mercato finale di Edison Energia S.p.A. Pertanto, con il criterio prescelto, Edison è stata inclusa nella categoria successiva assieme a Plurigas, Energia, Blumet S.p.A., Aem Trading S.r.L. e Blu Gas. Tutti gli altri grossisti hanno avuto vendite complessive inferiori a un miliardo di metri cubi. Solo quattro operatori, qualificati come venditori (specificamente Italgas Più, Enel Gas, Hera Comm e Aem Energia S.p.A.) hanno avuto vendite sul mercato finale superiori a un miliardo di metri cubi.

Il forte aumento dei fabbisogni nazionali di gas nel 2004 e degli autoconsumi nella generazione elettrica assieme all'ulteriore calo della produzione ha permesso all'Eni di rispettare i tetti alle immissioni senza la necessità di ricorrere ad aumenti nelle vendite di gas alla frontiera, rispetto al 2003. Il bilancio evidenzia il ruolo marginale svolto dai venditori nell'approvvigionamento di gas e anche nella modulazione stagionale che questi operatori quasi esclusivamente demandano ai grossisti dai quali acquistano la materia prima. In linea con la classificazione descritta, sono anche marginali i quantitativi di gas che questi operatori cedono ad altri operatori, mentre sono evidentemente importanti gli acquisti dai grossisti, di cui la parte prevalente (quasi il 60 per cento) viene fornita da Eni. Non si è ritenuto utile evidenziare nell'ambito degli acquisti e delle cessioni il ruolo svolto dal PSV il quale, in assenza dell'anonimato assicurato da una borsa effettiva, rimane un mercato bilaterale di scambio, seppure con il forte vantaggio della flessibilità rispetto ai normali contratti bilaterali.

Il bilancio evidenzia come la maggior parte del gas approvvigionato dai grossisti è destinato al mercato della generazione elettrica, con la notevole eccezione della categoria minore che non ha praticamente forniture a questo settore di consumo finale. Analogamente le forniture dei venditori ai generatori di elettricità sono limitate ad appena il 3 per cento delle vendite totali. Nel complesso, il 62 per cento delle vendite a prezzi di mercato viene assicurato dai grossisti. Di questo una parte assolutamente marginale è rivolta ai clienti finali minori con

consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno. Viceversa, solo il 15 per cento delle forniture a prezzi di mercato dei venditori è rivolto a questa tipologia di clienti finali. Risulta evidente dal bilancio la specializzazione dei venditori (ma anche dei grossisti minori) nelle forniture a clienti del mercato tutelato che hanno scelto le tariffe di riferimento approvate dall'Autorità.

## APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

### Struttura dell'*upstream*

#### Produzione nazionale

Nessuna novità si evidenzia sul fronte della produzione nazionale: continua il *trend* fortemente decrescente già rilevato negli scorsi anni.

Nel 2004 la produzione nazionale ha subito un ulteriore decremento, pari al 6,5 per cento rispetto al 2003, attestandosi a 13 miliardi di metri cubi, a conferma del dato prospettato dal Ministero delle attività produttive nella sua previsione di produzione sino al 2010 (si veda la *Relazione Annuale* dello scorso anno).

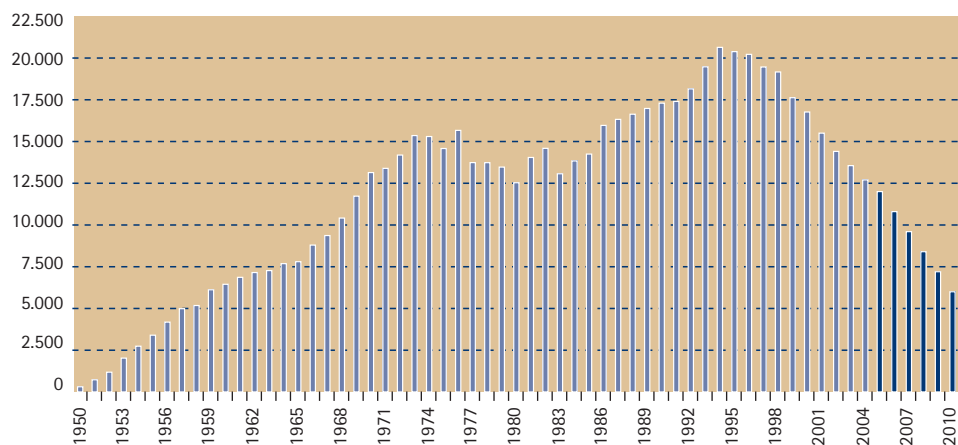
Nel corso degli ultimi tre anni, la quota di gas nazionale sul totale dei consumi è diminuita in media di due punti percentuali ogni anno, superando di poco quest'anno il 16 per cento sul totale dei consumi, rispetto al 18 per cento a cui si era attestata lo scorso anno: una riduzione rapida se si pensa che nel 2001 la produzione rappresentava ancora il 24 per cento dei consumi in Italia.

Che la produzione nazionale continui a ridursi con lo stesso andamento, lo conferma la figura 4.1, dove è evidente la drastica caduta della curva a partire dal 1999, dopo il picco produttivo raggiunto nei primi anni Novanta.

#### Crisi dell'*upstream* in Italia

Alla riduzione nella produzione di gas, in parte dovuta all'esaurimento delle riserve e in parte alle scelte di ottimizzazione dell'operatore dominante, non si sostituisce lo sfruttamento di nuovi campi, che pure esistono nel nostro paese. Le criticità dei settori dell'esplorazione e della produzione, illustrate anche nelle scorse *Relazioni Annuali*, sono da ricercare principalmente nelle complessità burocratiche che si devono affrontare per ottenere l'autorizzazione allo sfruttamento di nuovi giacimenti (il processo autorizzativo è complesso e lungo), ulteriormente complicate dal decentramento dallo Stato alle Regioni, con il conseguente aumento del cosiddetto *time to market*, ossia del tempo intercorrente fra l'inizio dell'esplorazione e, in caso di scoperta commerciale, l'inizio della produzione. Secondo l'Associazione Assomineraria, il decentramento Stato-Regioni avrebbe aumentato i tempi medi da 90 a oltre 130 mesi,

FIG. 4.1 **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS NATURALE DAL 1950**  
 M(m<sup>3</sup>); valori storici dal 1950 al 2003; preconsuntivo 2004 e previsioni dal 2005 al 2010



Fonte: Ministero delle attività produttive.

con un rialzo dei costi pari a circa il 20 per cento. D'altra parte il problema autorizzativo non può essere aggirato: la peculiarità principale delle attività minerarie è proprio la loro "non delocalizzazione", che invece può avvenire per la realizzazione di altri generi di impianti industriali.

Le problematiche connesse con il settore della produzione degli idrocarburi (petrolio e gas) hanno prodotto, nel complesso, un sostanziale declino della attività di esplorazione (10 pozzi nel 2003, contro 126 nel 1986), l'abbandono dell'esplorazione in Italia della maggior parte delle società straniere e la loro assenza dall'attività produttiva, nonché il rallentamento o il blocco di molti progetti d'investimento. Peraltro, gli operatori del settore se da un lato segnalano la possibilità di un ulteriore sviluppo della produzione, indicando come cospicue le riserve certe ancora da produrre (pari a 190 miliardi di metri cubi di gas), dall'altro paventano che le previsioni di produzione nazionale di gas e di olio per i prossimi anni seguiranno il *trend* di naturale declino dei giacimenti attualmente in coltivazione, laddove gli investimenti di E&P si mantenessero agli attuali livelli.

Legge n. 239/04  
 e il rilancio dell'*upstream*

Un possibile mutamento di tendenza potrebbe venire dalla nuova normativa. La legge n. 239/04 in merito all'E&P prevede novità quali:

- l'inserimento della valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi tra gli obiettivi di politica energetica del paese;
- l'introduzione di un nuovo sistema procedurale semplificato per le istanze di

permesso di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi;

- l'avvio di un *iter*, tramite delega al Governo, per l'adozione di un Testo unico in materia di idrocarburi, documento che permetterebbe di razionalizzare e semplificare una normativa ancora frammentaria.

Accanto all'introduzione di questi nuovi strumenti, nuovi impulsi al settore dell'*upstream* in Italia potrebbero essere favoriti da misure atte ad attrarre nel settore nuovi potenziali investitori, comprese piccole compagnie indipendenti interessate alla valorizzazione di piccoli giacimenti o di code di produzione, come sta già accadendo nelle aree mature di Regno Unito e Stati Uniti d'America, oltre che dall'avvio di un programma strategico di ricerca e di innovazione tecnologica per le imprese del settore petrolifero italiano.

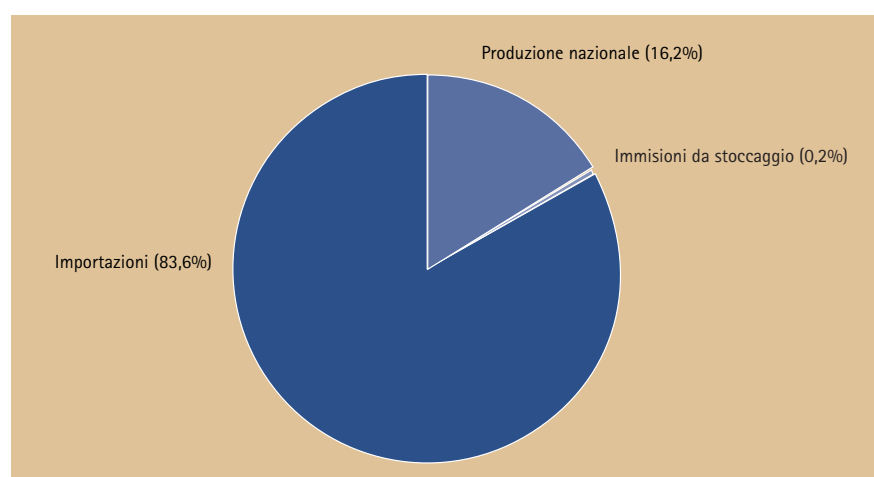
### Importazioni

L'Italia si conferma dunque come paese nettamente importatore di gas. Nel 2004 le importazioni sono aumentate dell'8,2 per cento rispetto al 2003, coprendo complessivamente quasi l'84 per cento dei consumi (Fig. 4.2).

Come nello scorso anno, la ripartizione delle importazioni in base alla provenienza (Fig. 4.3), evidenzia che la quota maggiore di gas di importazione, quest'anno pari a circa il 36,5 per cento del totale, entra in Italia attraverso i punti della rete nazionale di Tarvisio, al confine con il gasdotto austriaco TAG, e Gorizia: si tratta principalmente del gas proveniente dalla Russia. Risale all'inizio del 2004 il *build up* dell'ultimo dei contratti stipulati dall'Eni con la russa Gazprom.

FIG. 4.2 IMMISSIONI IN RETE NEL 2004

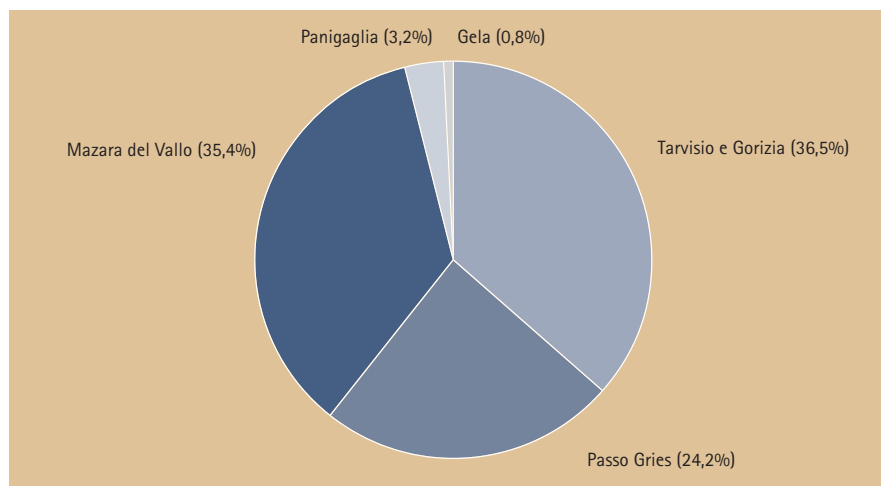
Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

FIG. 4.3 IMPORTAZIONI DI GAS NEL 2004 SECONDO LA PROVENIENZA

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Alle importazioni dalla Russia seguono, con una quota del 35,4 per cento, le importazioni provenienti dall'Algeria (giacimento di Hassi R'Mel), che sino a qualche anno fa costituivano la principale fonte di approvvigionamento per il sistema gas nazionale. Il gas algerino, tramite il sistema di gasdotti TTPC (attraverso la Tunisia) e Transmed, giunge in Italia in corrispondenza di Mazara del Vallo, in Sicilia.

Principalmente proveniente dall'Algeria (cioè dai terminali di liquefazione di Skikda, Arzew e Bethouia, dislocati sulla costa algerina) è anche il gas che giunge, trasportato via nave come GNL, presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia in Liguria, dove viene rigassificato e immesso in rete. Tale gas ha rappresentato nel 2004 poco più del 3 per cento del totale importato, contro il 5,6 per cento dello scorso anno. Il decremento è dovuto sostanzialmente a un incidente occorso presso il terminale algerino di Skikda, all'inizio del 2004, a seguito del quale le quantità di gas contrattualizzate presso il terminale di Panigaglia sono state ridotte; inoltre tra settembre e ottobre 2004 gli impianti di Panigaglia si sono fermati per manutenzione.

Restano pari allo scorso anno (24 per cento), le importazioni che arrivano nella rete nazionale presso il punto di Passo Gries, al confine con la Svizzera: il gas che arriva presso questo punto, tramite i sistemi di gasdotti internazionali Transgas (in Svizzera) e TENP (attraverso la Germania), proviene principalmente dai Paesi Bassi, e in minor quota da altre produzioni intracomunitarie e dalla Nor-

FIG. 4.4 PUNTI DI IMPORTAZIONE DELLA RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI



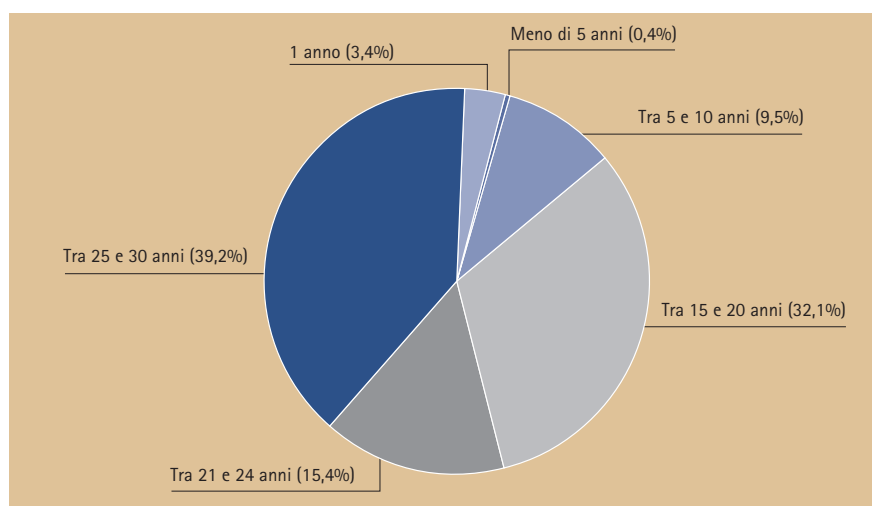
Fonte: Snam Rete Gas.

vegia (produzioni in *offshore* del Mare del Nord).

Infine, a partire dall'ultimo trimestre del 2004, l'Italia importa gas anche dalla Libia: tale gas, che rappresenta in questa fase iniziale poco meno dell'1 per cento del totale importato, giunge in Italia attraverso il Greenstream, sistema che collega le produzioni libiche alla rete nazionale presso il punto entrata della rete ubicato a Gela, in Sicilia.

Passando a un'analisi dell'attività dell'importazione di gas dal punto di vista dei relativi contratti di importazione vigenti nell'anno termico 2004-2005 (ossia dall'ottobre 2004 al settembre 2005), secondo la durata intera (Fig. 4.5), anche quest'anno si conferma la preponderanza dei contratti pluriennali di durata anche trentennale (oltre il 39 per cento dei volumi contrattualizzati con riferimento all'anno termico in corso). Si tratta di alcuni tra i contratti Eni stipulati prima dell'emanazione della Direttiva europea 98/30/CE. Seguono i contratti sino a 20 anni (ancora quasi del tutto contratti ante direttiva), e poi i contratti tra i 21 e i 24 anni. Quest'ultima classe ha avuto un incremento quest'anno, comprendendo i contratti relativi alla neo attivata importazione dalla Libia, attualmente in fase iniziale di *build up*: i contratti stipulati per l'acquisto delle produzioni libiche hanno durata ultra ventennale.

FIG. 4.5 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI)  
ATTIVI NELL'ANNO TERMICO 2004-2005, SECONDO LA DURATA INTERA



Tra gli acquirenti delle produzioni libiche (produzioni Agip North Africa B.V.) e tra i nuovi contratti stipulati quest'anno, non figura Eni: si ricorda infatti che sino al 2010 il principale importatore nazionale è soggetto al rispetto dei tetti *antitrust* stabiliti dal decreto legislativo n. 164/00, per cui deve costantemente ridurre ogni anno di due punti percentuali le proprie immissioni (da produzione nazionale e da importazione) rispetto alle immissioni totali nel sistema. O almeno così avrebbe dovuto. L'indagine congiunta ha infatti dimostrato che ricorrendo alle cosiddette "vendite innovative", l'Eni ha potuto eludere i citati tetti *antitrust* (si veda il riquadro).

L'analisi non include gli accordi per nuove importazioni dall'Algeria, che preve-