TAV. 5.2 **OPERATORI DEL SETTORE GAS NEL 2002**

Milioni di m³

IMPORTATORI	QUANTITÀ IMPORTATE	ESPORTATORI	QUANTITÀ ESPORTATE	GROSSISTI(A)	QUANTITÀ VENDUTE
ENI Gas & Power	41 269	Sonatrach	22 228	ENI Gas & Power	60 744
ENEL TRADE	7 913	Gazexport	16 945	ENEL TRADE	15 075
EDISON GAS	4 345	Gasunie	4 489	EDISON GAS	7 976
PLURIGAS	2 012	Nigeria LNG	3 471	PLURIGAS	3 572
ENERGIA	800	ENI Gas & Power	3 062	AEM TRADING	1 658
DALMINE ENERGIE	575	LASMO OVERSEAS	1 947	ENERGIA	611
ENI - DIVISIONE AGIP	354	Promgas	1 673	DALMINE ENERGIE	574
ENERGAS	231	Statoil	1 611	EDISON Energia	423
EOS ENERGIA	198	Distrigaz	372	BLUGAS	345
Gaz de France	178	Agip Croatia	354	EOS ENERGIA	316
Energetic Source	90	Gaz de France	313	UTILITÀ	298
E NOI	84	RAG Austria	258	ENERGAS	230
BLUGAS	72	Norsk Hydro Produksjon	226	Gaz de France	203
Altri (7 operatori)	72	Altri (21 operatori)	1 244	Cartiere Burgo	178
				Italcogim Trading	124
				EUROGAS	116
				E NOI	100
				Altri (18 operatori)	459
Totale	**58 193**	**Totale**	**58 193**	**-**	**-**

(A) I dati includono sia le rivendite tra operatori sia le vendite sul mercato finale.

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Tra queste figurano anche Eni e la sua controllata Lasmo. Il rimanente 6 per cento (3,6 miliardi di m³) è stato esportato da 29 società per quantitativi compresi tra 6 e 800 milioni di m³ con un valore medio pari a circa 127 milioni di m³.

Il bilancio degli operatori, riportato nella tavola 5.1, evidenzia anche un significativo livello di trasferimenti, soprattutto tra grossisti e da grossisti a società di vendita. I trasferimenti complessivi ai grossisti, principalmente da parte di produttori, importatori e altri grossisti, ammontano a circa 24 miliardi di m³. La maggior parte dei trasferimenti è avvenuta dai grossisti alle società di vendita sulle reti locali, per un totale di 25,5 miliardi di m³. Grossisti diversi da Eni (soprattutto i gruppi Enel ed Edison, Plurigas ed Energia) coprivano il 29 per cento di queste vendite, rispetto a meno del 3 per cento nel 2001. Nel 2002 i trasferimenti alle imprese di distribuzione che non avevano ancora effettuato la

separazione della società di vendita corrispondevano a circa 8,5 miliardi di m^3, coprendo il 27 per cento delle vendite complessive sulle reti di distribuzione locale. In questi casi, caratterizzati da realtà più piccole e meno dinamiche, la penetrazione delle società diverse da Eni è stata significativamente inferiore (meno del 18 per cento).

Rispetto al 2001 il bilancio del 2002 indica un significativo calo dell'operatore dominante sul mercato delle vendite finali, come era del resto inevitabile in base ai tetti fissati dal decreto legislativo n. 164/00. I concorrenti del gruppo Eni hanno aumentato la copertura delle vendite finali dal 57 al 60 per cento circa; dal 42 al 47 per cento, escludendo il mercato della distribuzione locale. L'Eni ha perso quote di mercato sia nel settore della generazione elettrica sia in quello industriale. Anche l'Enel ha ridotto in modo significativo la sua quota del mercato per gli usi di generazione elettrica (da 12,3 a 10,8 miliardi di m^3); ma questo va visto nell'ottica di un maggiore impegno nel settore della vendita sul mercato della distribuzione locale, tenendo presente anche la cessione delle Gen.Co. i cui impianti hanno avuto un consumo di gas naturale stimabile in circa 3,3 miliardi m^3 nel 2002. Il maggiore aumento della concorrenza si riscontra per il gruppo Edison che ha quasi raddoppiato la sua quota raggiungendo circa l'8 per cento delle vendite sul mercato finale; gli altri grossisti hanno aumentato l'incidenza sulle vendite finali di quasi il 60 per cento.

La penetrazione del mercato della distribuzione locale da parte di grossisti o di altri concorrenti delle società di vendita del distributore locale è stata significativa (circa 320 milioni di m^3) nonostante le difficoltà riscontrate ancora nel 2002 per l'accesso sulle reti locali; in ogni caso pare evidente che i grossisti si siano indirizzati soprattutto sui clienti di maggiori dimensioni allacciati alle reti regionali.

Le vendite sul mercato libero ammontavano a 44,2 miliardi di m^3. Di esse, quelle effettuate attraverso consorzi sono valutabili in 443 milioni di m^3 per un totale di 34 consorzi e 569 utenti finali, con una vendita media per consorzio pari a 13 milioni di m^3 e per utente a 779 mila m^3. Il mercato dei consorzi è coperto soprattutto da Eni Gas S.p.A. (45 per cento) e da Energia (39 per cento). Il rimanente 16 per cento è stato rifornito da 8 grossisti. I consorziati minori (con consumi inferiori a 200 mila m^3) costituisco solo una piccola parte delle vendite totali, meno del 6 per cento. Questi utenti sono tuttavia molto numerosi (285 o circa la metà del totale), sono concentrati in 6 consorzi e hanno un consumo medio di 93 mila m^3. Escludendo i consorziati minori, il consumo medio per utente consorziato aumenta a 1,4 milioni di m^3.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

Struttura del mercato dell'approvvigionamento (produzione nazionale e importazioni)

Come si è visto al paragrafo precedente, Eni rimane tuttora l'impresa dominante nell'approvvigionamento (produzione e importazioni), con oltre il 70 per cento di volumi immessi in rete nel 2002 (nel 2001 la quota era intorno all'80 per cento), nonostante il ridimensionamento, dovuto al rispetto dei tetti *antitrust* fissati dal decreto legislativo n. 164/00. Nel corso del 2002 la produzione nazionale ha mantenuto il *trend* decrescente che si sta affermando da qualche anno. La quota di gas nazionale sul totale dei consumi è scesa al 20 per cento (lo scorso anno era ancora intorno al 24 per cento), confermando come l'Italia sia sempre più dipendente dagli approvvigionamenti dall'estero.

Per quanto riguarda le importazioni, stanti la capacità di trasporto esistente nel nostro paese e le opere di potenziamento sulla rete già realizzate o in corso (si veda più oltre), grazie inoltre alle nuove regole predisposte dall'Autorità in materia di accesso alle infrastrutture, il numero di soggetti importatori si è accresciuto nel corso degli ultimi due anni. Per l'anno termico 2002-2003 hanno ottenuto capacità di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero 20 importatori.

Ai sensi della delibera dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137, sono stati inviati all'Autorità i documenti contrattuali di importazione da parte dei soggetti che richiedevano l'accesso alla rete nazionale. L'analisi dei contratti ricevuti consente di fare alcune riflessioni sullo stato delle importazioni nell'anno termico 2002-2003 e di confrontarlo con quello pubblicato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

In termini di volume, sono ancora preponderanti i contratti di importazione pluriennale, con durate differenti illustrate nella figura 5.1.

La figura 5.2 mostra invece la durata residua di tali contratti, che al massimo è ventennale.

Il mercato del gas è quindi ancora fortemente caratterizzato da contratti di importazione di durata pluriennale con clausola di tipo *take or pay*.

Tuttavia, i contratti annuali, sebbene poco rilevanti singolarmente dal punto di vista dei volumi contrattuali, meritano la medesima attenzione di quelli pluriennali, in quanto spesso sono (e sono stati, per esempio, lo scorso anno) il "veicolo" che permette l'ingresso di nuovi operatori, alla prima esperienza nel mercato internazionale del gas.

I contratti di importazione via gasdotto di durata non superiore a 12 mesi (contratti *spot*), attivati nel corso dell'anno termico 2001-2002 e/o validi sino al

FIG. 5.1 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NEL 2003, SECONDO LA DURATA INTERA

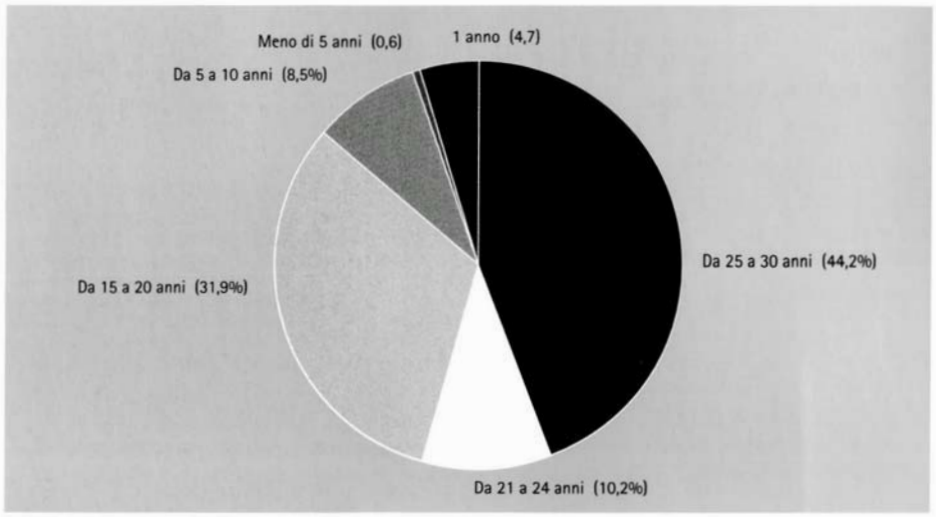
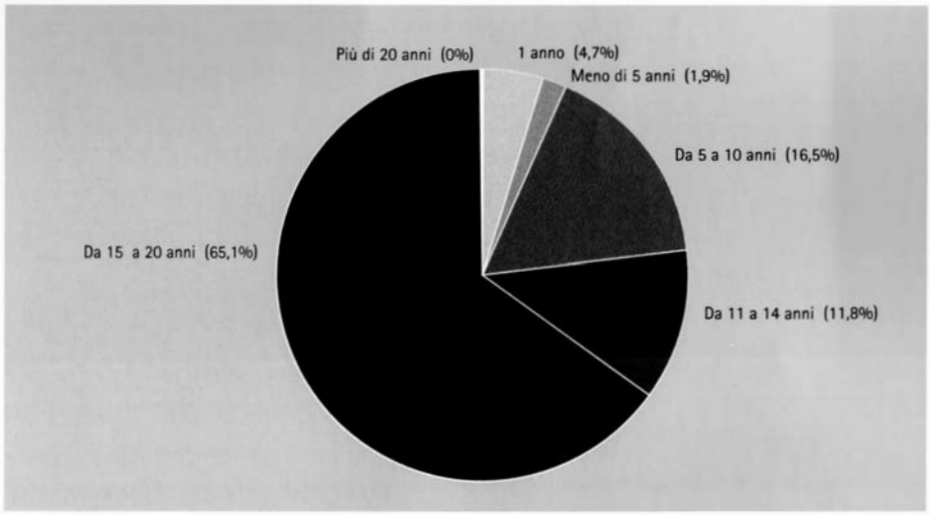


FIG. 5.2 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NEL 2003, SECONDO LA DURATA RESIDUA



termine del 2002, hanno comportato complessivamente importazioni per circa 2 miliardi di m^3.

Anche quest'anno sono stati numerosi i contratti e gli accordi contrattuali annuali registrati.

A completamento dello scenario dell'approvvigionamento, è utile anche un'indicazione sul valore della quota di *take or pay* dei contratti di importazione. La struttura del contratto annuale prevede, generalmente, che essa sia pari all'intera quantità contrattuale.

Il 2 per cento indicato nella figura (Fig. 5.3) è da attribuirsi ai contratti annua-

FIG. 5.3 RIPARTIZIONE DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI), SECONDO LA QUOTA DI TAKE OR PAY RISPETTO AL VOLUME CONTRATTUALE ANNUALE (PER L'ANNO 2003)

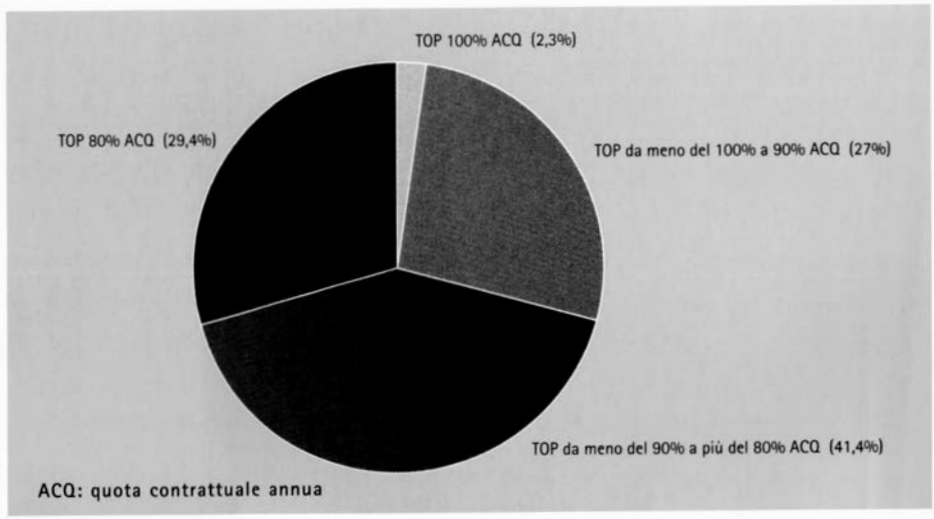
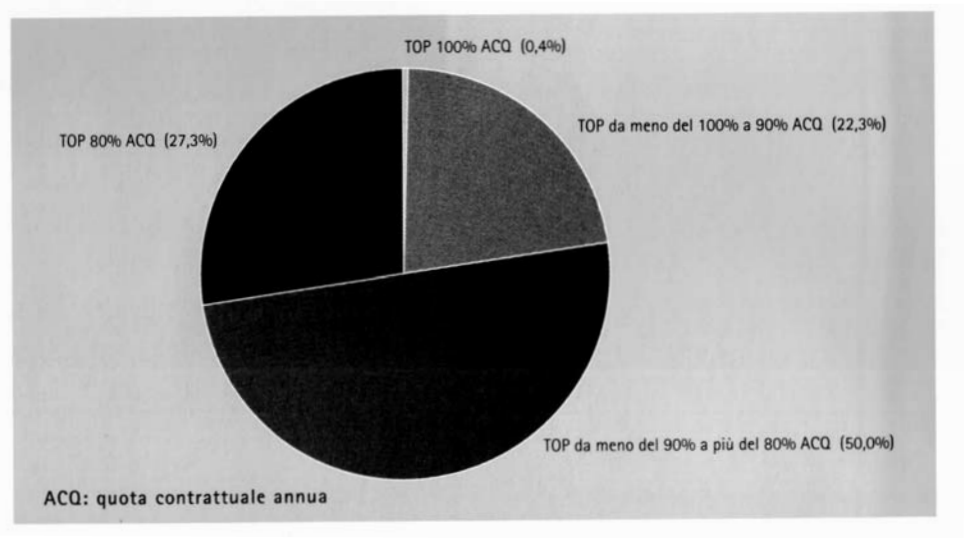


FIG. 5.4 RIPARTIZIONE DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI), SECONDO LA QUOTA DI TAKE OR PAY RISPETTO AL VOLUME CONTRATTUALE DELLA FORNITURA INTERA



li o comunque con durata inferiore ai 5 anni.

Il grado di flessibilità dei contratti aumenta con l'aumentare dei volumi contrattuali, ma soprattutto della durata dei contratti stessi.

La figura 5.4 mostra come si riduce a meno dello 0,5 per cento l'incidenza dei contratti con *take or pay* totale, nel momento in cui si estende l'analisi all'intera fornitura.

I contratti, il cui *take or pay* si attesta intorno all'85 per cento della capacità contrattuale annuale, rappresentano la quota maggiore, tanto in riferimento al volume annuale quanto all'intero volume contrattuale.

Le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas

Nel paragrafo precedente si è parlato del notevole grado di dipendenza estera del nostro paese. L'attuale capacità di trasporto delle strutture di importazione (gasdotti e terminale di GNL) è strettamente commisurata al soddisfacimento della domanda. Anche tenendo conto dei potenziamenti già programmati, essa può ritenersi sufficiente solo nel breve periodo. Tale situazione incide negativamente sull'approvvigionamento di gas in Italia per quanto riguarda sia la sicurezza, sia il costo, nella misura in cui questi aspetti dipendono dalla diversificazione delle fonti e dalla concorrenza fra gli operatori. È pertanto necessario favorire la realizzazione di opere che contribuiscano alla diversificazione geografica e tipologica delle fonti di approvvigionamento, che stimolino l'accesso al mercato nazionale di nuovi operatori e che concorrano tanto alla riduzione del rischio di formazione di cartelli dei produttori quanto al contenimento del loro potere di mercato.

A tale fine assumono importanza, da un lato, la realizzazione di nuove infrastrutture o il potenziamento di quelle esistenti, dall'altro la definizione di regole di accesso che siano trasparenti e non discriminatorie. In tal senso l'Autorità ha definito regole per la realizzazione di nuovi terminali di GNL e per il loro potenziamento (delibera 15 maggio 2002, n. 91); regole per la realizzazione di nuovi gasdotti finalizzati al trasporto di gas naturale da sistemi esteri interconnessi con il sistema nazionale, o per il potenziamento di gasdotti esistenti (art. 11 della delibera n. 137/02); nonché regole per l'accesso alle infrastrutture di importazione esistenti (in particolare l'art. 9 della delibera n. 137/02).

La rilevanza del potenziamento delle infrastrutture di importazione è indicata anche nel Documento di programmazione economica e finanziaria per gli anni 2002-2006, e ribadita nello schema di Documento di programmazione economica e finanziaria per gli anni 2003-2007.

Questi interventi richiedono ingenti investimenti e garanzie per la copertura dei costi, anche a motivo dei tempi necessari per la formazione di un mercato europeo interno del gas naturale concorrenziale. Per l'incremento degli investimenti in nuove attività di trasporto occorre assicurare, per un congruo numero di anni, le condizioni di economicità e di redditività e perciò l'equilibrio economico finanziario degli investimenti e della loro gestione. In altri termini, risulta opportuno prevedere una garanzia pluriennale del flusso dei ricavi derivanti dalla gestione delle nuove capacità di trasporto che vengono allestite.

Il mercato internazionale del gas è allo stato attuale caratterizzato dalla prassi di negoziare contratti di importazione di durata pluriennale di tipo *take or pay*, o comunque connotati dalla previsione di impegni di prelievo annuali garantiti e flessibilità variabili.

TAV. 5.3 IMMISSIONI DA STRUTTURE ESISTENTI (E PROGRAMMATE) AL 2010

IMMISSIONI DA	MILIARDI DI m³ ALL'ANNO
Importazioni via gasdotto	84,6
Importazione di GNL (Panigaglia)	3,5
Produzione nazionale	8,0
Totale immissioni	**96,1**

Una delle condizioni ricercate da chi sottoscrive un contratto pluriennale di approvvigionamento, con obblighi di *take or pay*, è quella di contenere il rischio del rifiuto di accesso al mercato designato, assicurandosi la capacità di trasporto in entrata, per un periodo commisurato all'impegno di approvvigionamento assunto (tenendo conto della possibilità della sua rinegoziazione, quale risulta dalla prassi del settore).

Secondo le stime dell'Autorità, le immissioni previste nel 2010 da strutture esistenti e già programmate, per contratti di approvvigionamento già sottoscritti, sono quelle indicate nella tavola 5.3.

Tra i potenziamenti già programmati i più significativi riguardano il nuovo gasdotto di importazione dalla Libia, per circa 8 miliardi di m³ all'anno, e quello per il gasdotto con punto di entrata a Tarvisio, in relazione al completamento del quarto contratto di acquisto di gas russo, da parte di Eni.

La delibera n. 91/02

Con la delibera n. 91/02, l'Autorità ha definito le regole che disciplinano l'accesso prioritario ai nuovi terminali di rigassificazione del GNL per i soggetti che investono nella loro realizzazione.

L'accesso prioritario ai soggetti che sostengono il costo dell'allestimento del terminale di rigassificazione dà attuazione al principio fissato dal decreto legislativo n. 164/00, laddove prevede che "l'accesso non può essere rifiutato ove il cliente sostenga il costo delle opere necessarie per ovviare alla mancanza di capacità di connessione".

Nel predisporre le regole per l'accesso prioritario, l'Autorità ha inteso conciliare le garanzie di accesso di lungo periodo, richieste dai promotori che sostengono il costo delle opere necessarie alla realizzazione dei terminali di GNL, con i diritti degli altri clienti che richiedono l'accesso, sia di breve sia di lungo periodo, alla capacità derivante dalla realizzazione di tali terminali.

La quota massima di nuova capacità conferita ai finanziatori dell'impianto è stata fissata all'80 per cento della nuova capacità di rigassificazione di ciascun terminale. La capacità restante (20 per cento) e quella eventualmente non con-

cessa in via prioritaria sono disponibili per tutti gli altri operatori alle tariffe fissate dall'Autorità.

Questo criterio di conferimento resterà in vigore sino al raggiungimento di una capacità complessiva nazionale di rigassificazione pari a 25 miliardi di m^3 per anno. Essa è tale da assicurare il raggiungimento delle finalità di cui al Documento di programmazione economica e finanziaria 2002-2006, tenuto conto delle strutture di approvvigionamento esistenti e di quelle già programmate, nonché delle previsioni di consumo nel medio lungo termine (Tav. 5.4), e riguarda i soli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2010. La scadenza del 2010 è ritenuta sufficiente a consentire la realizzazione della nuova capacità considerata; mantiene, inoltre, secondo le previsioni disponibili, un contesto di domanda in crescita, che stimola l'ingresso di nuovi operatori e può facilitare, per le sue caratteristiche dinamiche, la formazione di un mercato interno maggiormente concorrenziale. È anche favorito lo sviluppo di un mercato *spot*, per partite di gas che si rendessero disponibili nel breve periodo, in grado di fornire un significativo stimolo alla concorrenza.

Nella delibera n. 91/02 è però specificato un limite di promozione di nuova capacità realizzabile da un unico soggetto, pari a un terzo dei 25 miliardi di m^3 all'anno di capacità complessiva di rigassificazione, posto al fine di evitare la formazione di un monopolio della nuova capacità di rigassificazione. Questa dovrà infatti essere promossa almeno da due soggetti societari diversi, visto il vincolo posto al singolo promotore che è appunto di 8,33 miliardi di m^3 di capacità di rigassificazione annuale con accesso prioritario (corrispondente a un terminale da 10,4 miliardi di m^3 di capacità annuale, se si applica la quota massima dell'80 per cento per l'accesso prioritario).

I terminali di GNL sono generalmente parte integrante di un progetto più ampio che comprende le fasi di esplorazione e produzione di gas naturale, la realizzazione di treni di liquefazione del gas naturale nel paese di produzione, l'allestimento sia di navi metaniere per il trasporto del GNL, sia di capacità di rigassificazione presso il terminale di GNL. Questo è il caso di molti dei nuovi terminali finora proposti in Italia (vedi oltre). Il compimento delle opere necessarie per la realizzazione della catena di GNL contempla il finanziamento delle risorse da parte di banche tramite strutture di *project financing,* che considerano un'attenta ripartizione dei rischi tra i diversi soggetti che vi partecipano. Risulta così opportuno prevedere una garanzia pluriennale del flusso dei ricavi derivanti dalla gestione delle nuove capacità di rigassificazione allestite, che funga da garanzia collaterale del rimborso del debito. Il diritto di priorità di accesso pluriennale al terminale deve essere coerente con gli impegni sottoscritti nel contratto di compravendita tra produttore e importatore di GNL (che abbraccia tipicamente un periodo di 20 anni, benché con una tendenza alla riduzione).

TAV. 5.4 **PRELIEVI PREVISTI AL 2010**

ENTE DI PREVISIONE	ANNO DI PREVISIONE	MILIARDI DI m^3 ALL'ANNO
Autorità per l'energia elettrica e il gas	2003	90-100
Snam Rete Gas		93
Enel		96
Unione petrolifera	2002	88
Energy Information Administration / U.S. Department of Energy	2002	88
International Energy Agency	2001	85

TAV. 5.5 **PRELIEVI PREVISTI AL 2020**

ENTE DI PREVISIONE	ANNO DI PREVISIONE	MILIARDI DI m^3 ALL'ANNO
Energy Information Administration / U.S. Department of Energy	2002	107
International Energy Agency	2001	109

Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, l'impresa che detiene il terminale di GNL e il cliente che ha finanziato l'allestimento di capacità e che le utilizza (il promotore utilizzatore) devono essere separati societariamente.

Al fine di garantire condizioni di massima trasparenza al mercato, l'Autorità ha anche stabilito un obbligo di pubblicità, tramite Internet, delle condizioni economiche negoziate tra il soggetto che detiene il terminale e il soggetto titolare dell'accesso prioritario. Gli interessati all'accesso prioritario sono tenuti a farne richiesta all'Autorità, che valuterà le domande nell'ordine temporale di ricezione. Le richieste devono essere accompagnate dalla descrizione delle modalità di finanziamento degli impianti e da copia degli atti amministrativi necessari per la loro realizzazione.

La delibera contempla la possibilità di cessione della capacità ad accesso prioritario o il suo trasferimento a terzi. Infine prevede la decadenza della titolarità, in caso di mancato utilizzo su base annuale di parte della capacità per la quale esiste un titolare di accesso prioritario del terminale di GNL. La parte di capacità non utilizzata è ricondotta alle disposizioni dell'Autorità in materia di accesso ai terminali di GNL, analogamente alla quota di nuova capacità alla quale non si applica l'accesso prioritario.

L'articolo 11 della delibera n. 137/02

Le disposizioni dell'art. 11 della delibera n. 137/02 (descritta più avanti per la parte relativa alla regolazione del trasporto) attribuiscono una priorità di accesso alla nuova capacità di trasporto via gasdotto in entrata dall'estero.

La priorità è riconosciuta ai promotori della nuova capacità entro limiti di quantità e di durata analoghi a quelli stabiliti per la nuova capacità di rigassificazione, oltre che con simili condizioni per il godimento e il mantenimento dell'accesso prioritario (come, per esempio, l'applicazione del principio *use it or lose it*, secondo cui si ha decadenza dal diritto di accesso prioritario alla capacità per la quale si rilevi il mancato utilizzo su base annuale). Anche l'accesso prioritario alla nuova capacità di trasporto in entrata dall'estero via gasdotto è stabilito, infatti, in misura non superiore all'80 per cento di tale nuova capacità e per un periodo non superiore a 20 anni, per i soggetti utilizzatori che abbiano provveduto a sostenerne il costo.

Le forme con le quali i soggetti sostengono il costo delle nuove infrastrutture possono includere la sottoscrizione di contratti di trasporto di lungo periodo, con impegni di pagamento del tipo *ship or pay*, nell'ambito di strutture finanziarie riconducibili alla tecnica della finanza di progetto.

Per non ostacolare l'attuazione di tali strutture finanziarie, nelle quali assumono primaria rilevanza i flussi dei ricavi e la garanzia del loro effettivo prodursi, secondo un'articolazione temporale e territoriale a volte complessa, si ammette che le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di trasporto con tale nuova capacità siano negoziate tra l'impresa di trasporto che eroga il servizio e il titolare dell'accesso (lo sponsor delle nuove infrastrutture). Ai fini della trasparenza, dette condizioni devono essere pubblicate sul sito Internet dell'Autorità o nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia*.

L'accesso a condizioni non discriminatorie e trasparenti per la quota di nuova capacità che resta a disposizione di tutti gli utenti del servizio di trasporto è garantito dall'applicazione delle condizioni generali di accesso a tale servizio descritte negli altri articoli della delibera.

Il limite stabilito, ai fini del riconoscimento della priorità di accesso, dall'art. 11 del provvedimento, è pari alla capacità di 75 milioni di m^3 al giorno.

Le capacità di trasporto continue dall'estero, pubblicate dal Ministero delle attività produttive nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia* per l'anno termico 2002-2003, per i punti di interconnessione con l'estero via gasdotto (rispetto alle quali sono state effettuate le valutazioni di incremento della capacità di trasporto), assommano a 224,9 milioni di m^3 al giorno, alle condizioni standard di temperatura e di pressione, equivalenti mediamente a 70 miliardi di m^3 all'anno (applicando un fattore di carico medio delle importazioni, come definito dal decreto ministeriale 9 maggio 2001, pari a 0,85) (Tav. 5.6).

TAV. 5.6 **CAPACITÀ DI TRASPORTO CONTINUE PER L'ANNO TERMICO 1 OTTOBRE 2002 – 30 SETTEMBRE 2003**

Valori in milioni di m^3 standard per giorno

PUNTO DI INTERCONNESSIONE	PUNTO DI CONSEGNA/RICONSEGNA	CAPACITÀ CONTINUA
Importazione dalla Russia(A)	Tarvisio	76,4
Importazione dal Nord Europa	Passo Gries	61,5
Importazione dal Nord Africa	Mazara del Vallo	87,0
Impianto di rigassificazione GNL	Panigaglia	10,0
Totale via gasdotto(B)		**224,9**
Totale via gasdotto e GNL(B)		**234,9**

(A) 64,9 milioni m^3 standard per giorno sino al 31 ottobre 2002.
(B) Non è considerata in questo contesto la capacità di trasporto in importazione dalla Slovenia presso il punto di Gorizia, in quanto ottenuta attraverso la riduzione del flusso fisico in uscita verso tale paese.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Con la realizzazione entro il 2015 di nuova capacità via gasdotto per 75 milioni di m^3 al giorno, si stima che la capacità di importazione annua venga incrementata mediamente di circa 23 miliardi di m^3. Con questo nuovo apporto, il sistema nazionale del gas disporrebbe, entro il 2015, di una capacità annua complessiva di approvvigionamento di circa 105 miliardi di m^3; essa sarebbe sufficiente sia a non porre vincolo al soddisfacimento in condizioni di concorrenza della domanda prevedibile per quell'anno, di circa 100 miliardi di m^3 (ottenuta per interpolazione delle stime disponibili per il 2010 e il 2020, nell'ipotesi di sviluppo medio del sistema economico), sia a mantenere sostanzialmente la medesima condizione anche fino al 2020 e oltre (Tavv. 5.4 e 5.5).

La differenziazione dei gasdotti dai terminali di GNL, specie sotto l'aspetto della loro efficacia nella diversificazione (anche dinamica) delle fonti di approvvigionamento, e l'incertezza dello scenario nel medio lungo periodo suggeriscono di non porre vincoli alla scelta fra l'uno o l'altro modo di approvvigionamento, oltre a quelli derivanti dalle normali considerazioni economiche. Il limite di nuova capacità, ai fini del riconoscimento dell'accesso prioritario, vale perciò disgiuntamente, per i nuovi gasdotti e per i nuovi terminali di GNL.

A completamento dello scenario di approvvigionamento, andrebbero considerati infine i contratti di importazione via gasdotto di durata non superiore a 12 mesi. Tuttavia, non è possibile stimarne l'entità relativamente all'anno 2010 e oltre, dato che essa dipende dalle dotazioni infrastrutturali e dalle condizioni di apertura a terzi che si affermeranno.

La delibera 19 dicembre 2002, n. 219

In base a quanto stabilisce l'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità è tenuta a fissare i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di trasporto in situazioni di normale esercizio, nonché gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento. Tale compito è stato assolto con la delibera n. 137/02, che ha definito le garanzie per il libero accesso al servizio di trasporto di gas naturale e le norme per la predisposizione dei Codici di rete da parte delle imprese di trasporto.

Durante la fase di predisposizione del Codice, nel mese di agosto 2002, la società Snam Rete Gas S.p.A., esercente l'attività di trasporto di gas naturale, ha pubblicato nel proprio sito Internet un documento avente a oggetto la procedura di conferimento della capacità di trasporto per l'anno termico 2002-2003. Tale documento prevedeva (alla lettera B), n. 2), una clausola secondo la quale Snam Rete Gas non avrebbe assegnato capacità di trasporto ai richiedenti, già titolari di contratti di trasporto per l'anno termico 2001-2002, che non avessero provveduto, alla data di presentazione delle richieste di capacità, al pagamento delle fatture per il servizio di trasporto già venute a scadenza, relative a importi superiori al valore della garanzia bancaria rilasciata in connessione con il suddetto contratto di trasporto.

In seguito a tale pubblicazione da parte di Snam Rete Gas, sono pervenute all'Autorità segnalazioni di utenti che lamentavano l'illegittimità della clausola descritta, in quanto metodo per introdurre surrettiziamente un'ipotesi di rifiuto di accesso non prevista dal decreto legislativo n. 164/00.

L'esame condotto da parte degli uffici dell'Autorità ha confermato l'illegittimità della clausola, in quanto rappresentante un'ipotesi di rifiuto all'accesso al servizio di trasporto di gas naturale ulteriore rispetto a quelle tipizzate dal decreto legislativo n. 164/00; secondo quest'ultimo (art. 24, comma 2), infatti, "le imprese del gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema solo nel caso in cui esse non dispongano della capacità necessaria, o nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di svolgere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette, ovvero nel caso in cui dall'accesso derivino gravi difficoltà economiche e finanziarie a imprese operanti nel settore in relazione a contratti di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE".

Coerentemente con i poteri a essa attribuiti dalla legge istitutiva, l'Autorità ha ordinato a Snam Rete Gas la rimozione della clausola potenzialmente lesiva dei diritti degli utenti (con la delibera n. 219/02), entro il termine di 30 giorni dal ricevimento del provvedimento.

TRASPORTO E STOCCAGGIO

Struttura e organizzazione delle attività di trasporto, di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Trasporto

Con le opere di potenziamento realizzate sul gasdotto di importazione dalla Russia nel corso del 2002 e sul tratto in corrispondenza di Passo Gries grazie all'entrata in esercizio della nuova centrale di compressione presso Masera, la capacità di trasporto relativa ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con i sistemi di trasporto esteri (nonché con il terminale di rigassificazione di Panigaglia) è stata incrementata del 10 per cento rispetto allo scorso anno.

È stato avviato tra l'altro il punto di importazione presso Gorizia, in precedenza adibito alla sola esportazione verso la Slovenia.

I valori delle capacità di trasporto per ciascun punto di ingresso sono calcolati, mediante verifiche idrauliche della rete di trasporto e tenendo conto degli scenari più gravosi di prelievo degli utenti previsti nel corso dell'anno termico, in modo da garantire il trasporto nel rispetto del buon funzionamento e della sicurezza del sistema.

Le richieste di capacità per l'importazione, pervenute durante la campagna di conferimento 2002-2003, hanno determinato la saturazione dei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti collegati alle dorsali di importazione provenienti dal Nord (importazioni dalla Norvegia e da paesi dell'Unione europea) e, in particolare, dal Nord Est (in massima parte importazioni dalla Russia e paesi extra Unione europea).

Per l'importazione dal Nord Africa rimane sostanzialmente una maggiore disponibilità, anche se la capacità di trasporto relativa al punto di ingresso di Mazara del Vallo è stata lievemente ridotta (di 1 milione di m^3) rispetto al 2002, in base a variazioni nelle previsioni dei consumi e delle produzioni nazionali lungo la linea.

Nel settore delle importazioni Eni è ancora l'impresa dominante, con oltre il 70 per cento della capacità conferita nei punti di ingresso sopra illustrati, ma diventa rilevante anche la presenza di nuovi operatori. Per l'anno termico 2002-2003 hanno complessivamente ottenuto capacità di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero 20 importatori.

Oltre ai potenziamenti menzionati, quelli in programma maggiormente significativi sono relativi al nuovo gasdotto di importazione dalla Libia, con punto di entrata nel sistema nazionale di gasdotti ubicato in Sicilia (Gela) e con una capacità di circa 8 miliardi di m^3 all'anno; il potenziamento del tratto del gasdotto di approvvigionamento dall'Algeria, che attraversa il territorio tunisino, per circa 6,5 miliardi di m^3 all'anno; il potenziamento del tratto austriaco del gasdotto di importazione dalla Russia, con punto di entrata a Tarvisio, per ulteriori 6,5 miliardi di m^3 all'anno. Esiste infine un ulteriore progetto per un nuovo gasdot-

TAV. 5.7 **CONFERIMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA**

Milioni di m³ standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2002-2003

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	61,5	55,2	6,3	90
Tarvisio	76,4	76,4	0	100
Panigaglia (GNL)	10,0	10,0	0	100
Mazara Del Vallo	87,0	75,9	11,1	87
Gorizia	0,7	0,7	0	100
Totale	**235,6**	**218,2**	**17,4**	**92**

Fonte: Ministero delle attività produttive e comunicazioni di Snam Rete Gas.

to di importazione dall'Algeria attraverso la Sardegna, per il quale sta per essere avviato lo studio di fattibilità e per il quale è prevista dalla legge 12 dicembre 2002, n. 273, la possibilità di un finanziamento a carico dello Stato.

Stoccaggio

Nel corso del 2002 sono stati notevoli gli incrementi di capacità, in termini di *working gas* disponibile per il servizio di modulazione, effettuati dalla Stogit nell'ambito dell'ottimizzazione delle capacità dei campi gestiti in maniera coordinata e integrata, prescritta dal decreto legislativo n. 164/00.

Infatti, anche a seguito delle sollecitazioni da parte dell'Autorità e del Ministero delle attività produttive allo scopo di risolvere il problema dell'accesso al servizio di stoccaggio di modulazione, per il quale le richieste presentate nell'aprile del 2002 erano state di gran lunga superiori alla capacità offerta, Stogit ha effettuato una revisione tecnica di tutti i propri campi, individuando le soluzioni per aumentare i volumi della riserva attiva (*working gas*), indicate di seguito.

Nel giugno 2002, mediante una operazione di riempimento tecnicamente ottimizzata in alcuni livelli stratigrafici della Concessione Fiume Treste (stoccaggio di San Salvo, in Abruzzo), la società è stata in grado di mettere a disposizione un volume aggiuntivo di 200 milioni di m³ standard di *working gas* per il ciclo di ricostituzione 2002. A questo proposito è opportuno ricordare che per tali livelli, nel marzo 2000, il Ministero delle attività produttive aveva autorizzato il raggiungimento della pressione statica iniziale di giacimento, sino ad allora limitata al 90 per cento. A partire dal ciclo di ricostituzione successivo, si era quindi iniziato a incrementare il volume di *stock* per conseguire l'obiettivo della pressione massima, che si pensava essere stata raggiunta alla fine della

campagna di invaso del 2001. In realtà, sulla base delle indicazioni della campagna di iniezione erogazione 2001-2002, è risultato invece che i tempi di stabilizzazione delle pressioni in giacimento, dovuti alla sua configurazione geologica, sono più lunghi di quanto originariamente stimato. Ciò ha consentito di poter considerare operativamente possibile l'incremento indicato.

Ancora, nel luglio del 2002, a seguito dell'autorizzazione del Ministero delle attività produttive, è stato adibito a stoccaggio un nuovo livello della concessione di Settala in Lombardia. Inoltre, su un altro livello del medesimo giacimento, per la prima volta in Italia è stato condotto uno studio di fattibilità, in collaborazione con il Dipartimento di georisorse e territorio del Politecnico di Torino, per il superamento in iniezione della pressione originaria del giacimento[1], pratica già esistente in altri paesi. La modellizzazione numerica degli sforzi indotti nelle rocce che costituiscono la base e la copertura del giacimento, e la simulazione del comportamento dinamico del giacimento nelle fasi di iniezione erogazione hanno rivelato che esistono ampie condizioni di sicurezza per l'effettuazione di un programma di stoccaggio con pressioni superiori a quella originaria. Il Ministero delle attività produttive, valutati i risultati ottenuti dallo studio di Settala, ha approvato in via sperimentale il superamento della pressione massima di gestione del livello sino al 107 per cento della pressione originaria di giacimento. Con tale incremento della pressione di iniezione, pari al 7 per cento rispetto alla pressione originaria di giacimento, si è potuta rendere disponibile per il sistema nazionale del gas una significativa quota di spazio di *working gas* ulteriore (oltre 400 milioni di m^3 standard) senza modificare i pozzi e le infrastrutture di superficie attualmente installate.

Questo progetto, condotto a termine con successo, costituisce un esempio efficiente di potenziamento del complesso degli stoccaggi in Italia anche per quanto riguarda le caratteristiche di erogabilità, l'ottimizzazione della gestione e le modalità di ricostituzione per nuovi giacimenti da convertire in stoccaggio (con la riduzione dei tempi di prima ricostituzione). Si ricorda a tal proposito che è in fase conclusiva la procedura di assegnazione delle concessioni relative ai nuovi giacimenti selezionati dal Ministero delle attività produttive per la conversione a stoccaggio (l'elenco di tali concessioni è stato pubblicato dal Ministero delle attività produttive sul *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia* del 31 ottobre 2001).

---

1 Il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 luglio 1975, recante *Disciplinare tipo per le concessioni di stoccaggio di gas naturale in giacimenti di idrocarburi*, stabiliva che la pressione massima raggiungibile con lo stoccaggio non deve essere superiore al 100 per cento della pressione originaria del giacimento, sebbene non tutti i campi ancora nel 2002 fossero eserciti a tale pressione.

TAV. 5.8 **PROGETTI PER NUOVI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE IN ITALIA**

SOCIETÀ	UBICAZIONE TERMINALE	CAPACITÀ G(Sm³)/a	STATO ATTUALE DEL PROGETTO
Edison Gas	*Offshore* Adriatico	4,6 ÷ 6	autorizzato
Edison Gas	Rosignano (Toscana)	3	in istruttoria
Enel	Taranto (Puglia)	5 ÷ 8,9	in istruttoria
Enel	Vado Ligure (Liguria)	5 ÷ 9	in istruttoria
Enel	Muggia (Friuli)	5 ÷ 9	in istruttoria
BG Italia	Brindisi (Puglia)	4 ÷ 12	autorizzato
LNG Terminal	Lamezia Terme (Calabria)	6 ÷ 10	parere negativo della Regione – presentato nuovo progetto per il Comune di S. Ferdinando da 6 ÷ 12 G(Sm³)/a
LNG Terminal	Corigliano Calabro (Calabria)	8	parere negativo della Regione
Petrolifera Gioia Tauro	Gioia Tauro (Calabria)	4,2 ÷ 8	in istruttoria
Offshore Lng Toscana	*Offshore* Livorno	3 ÷ 6	in istruttoria

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Infine, negli ultimi giorni di agosto, cioè ancora durante la fase di iniezione, a seguito sia degli interventi effettuati sul campo di Ripalta per incrementare la pressione sino al valore originario, sia del conseguimento delle relative autorizzazioni all'esercizio da parte delle Autorità competenti, Stogit ha ottenuto un ulteriore incremento, pari a circa 150 milioni di m³ standard.

Gli incrementi descritti hanno permesso di esaudire la richiesta di stoccaggio di modulazione per clienti del settore civile relativamente alle necessità per l'inverno mediamente rigido e, in parte, per il periodo invernale rigido con frequenza ventennale, che non era stato possibile soddisfare in prima battuta ad aprile.

Per il prossimo anno termico 2003-2004, considerando fissa la quota riservata allo stoccaggio strategico, pari a 5100 milioni di m³ standard, stabilita dal Ministero delle attività produttive, i valori per lo spazio e la disponibilità di punta del complesso degli stoccaggi nazionale disponibili per il servizio di modulazione ciclica e minerario sono rispettivamente pari a circa 7,3 miliardi di m³ standard e circa 205 milioni di m³ standard giornalieri.

Terminali GNL

Dei progetti presentati per la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, riassunti nella tavola 5.8 a eccezione del progetto di Edison Gas S.p.A. di Rovigo (*offshore* adriatico), autorizzato già nel 2000[2], sino a oggi solo