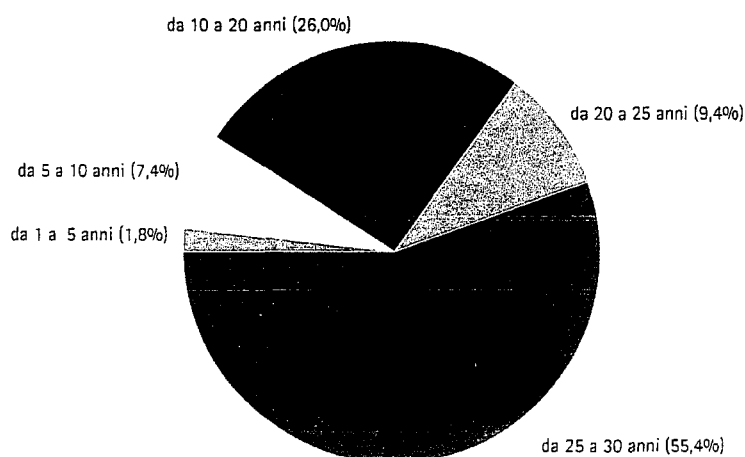


Anche in questo segmento il gruppo Eni è l'operatore dominante, con l'85 per cento circa dell'importazione nel 2001. A partire dal 2002, però, le immissioni di gas (prodotto o importato) nella rete nazionale verranno regolate secondo il tetto stabilito per il periodo 2002-2010 dal decreto legislativo n. 164/00 (pari al 75 per cento nel 2002, e ridotto del 2 per cento ogni anno successivo, fino al 2010). Il gruppo Eni ha provveduto a cedere, con contratti pluriennali ad alcuni soggetti (Plurigas S.p.A., Dalmine Energie S.p.A., Energia S.p.A.), una parte del gas che altrimenti avrebbe importato da Olanda e Norvegia: la consegna avviene a monte del punto di entrata di Passo Gries. Eni si è inoltre accordata con Edison e Promgas per la cessione a Edison, con contratto pluriennale, di gas di provenienza russa: la consegna avviene a monte del punto di entrata di Tarvisio. Il secondo importatore dopo Eni è Enel S.p.A., con circa l'11 per cento dell'importazione nel 2001. Nel 2003 e nel 2004 inizieranno le importazioni di gas dalla Libia (che verrà consegnato da Eni a Gaz de France, Energia e a Edison, immediatamente a monte del punto di entrata di Gela), mentre nel 2005 è previsto l'inizio delle importazioni di gas naturale liquefatto dal Qatar da parte di Edison, con la costruzione di un terminale di rigassificazione in Alto Adriatico. I contratti di importazione a oggi sottoscritti soddisfano le previsioni di fabbisogno formulate fino al 2010. Per la maggior parte, questi contratti hanno durata pluriennale; nel 2001 hanno riguardato il 98 per cento dei volumi importati (di questa quota, l'80 per cento circa concerne contratti stipulati prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00).

FIG. 4.2 STRUTTURA DEI CONTRATTI PLURIENNALI ATTIVI NEL 2002, SECONDO LA DURATA INTERA

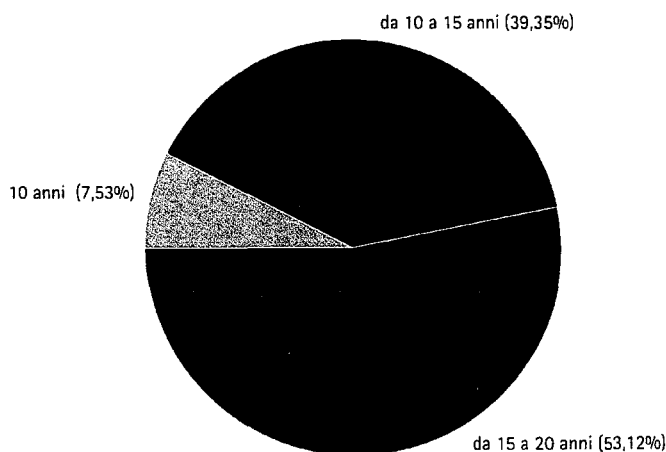
Comprese le proroghe e i rinnovi, a partire dalla prima sottoscrizione



La figura 4.2 mostra la struttura dei contratti di importazione attivi nel 2002 secondo la loro durata intera (comprensiva cioè di proroghe e rinnovi), mentre la figura 4.3 ne descrive la struttura secondo la durata residua.

I contratti annuali rivestono attualmente un'importanza modesta, in termini di volume. Lo stesso vale per i contratti infra annuali (*spot*), considerevoli però per l'apertura del mercato a nuovi operatori che non trovano facilmente accesso pluriennale, ma solo per periodi di tempo più brevi, nei gasdotti di importazione in territorio estero.

FIG. 4.3 STRUTTURA DEI CONTRATTI PLURIENNALI ATTIVI NEL 2002, SECONDO LA DURATA RESIDUA



Il 93 per cento del gas di importazione viene trasportato via gasdotto fino ai punti di entrata in Italia. I diritti di trasporto che gli importatori pagano sui gasdotti esteri, funzionali all'approvvigionamento del sistema nazionale del gas, sono conferiti soprattutto a società del gruppo Eni, che ha provveduto alla costruzione delle infrastrutture e ai relativi finanziamenti.

Il 6,5 per cento del gas importato nel 2001 è stato trasportato via mare, in fase liquida, ed è stato rigassificato nel terminale di Panigaglia da Snam Rete Gas S.p.A. La maggior parte dei volumi è stata importata da Eni e da Enel, con quote minori di Edison.

L'ottimizzazione economica e la sicurezza dell'importazione, cioè della massima parte dell'approvvigionamento del sistema nazionale del gas, richiedono la disponibilità di una consistente struttura di stoccaggio, con funzioni di modulazione stagionale e giornaliera e di riserva strategica, in considerazione della grande lontananza delle fonti. Questa necessità è ancora maggiore di quella

che può risultare dalla semplice considerazione dei termini contrattuali di importazione e degli obblighi di fornitura. Nell'inverno 2001-2002 si è constatata, anche in sede di Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio (istituito presso il Ministero delle attività produttive, con decreto ministeriale 26 settembre 2001), la difficoltà per molti importatori di ottenere la consegna della massima quantità giornaliera contrattuale, e proprio nel periodo di maggiore criticità per la sicurezza del sistema nazionale del gas.

TRASPORTO E STOCCAGGIO

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

Trasporto

Le economie di scala rendono inefficiente, e talvolta impraticabile, la duplicazione della rete di Snam Rete Gas S.p.A., che detiene il 96 per cento della rete di trasporto italiana in termini di capitale investito. Il secondo operatore, Edison T&S S.p.A., dispone di una rete geograficamente complementare a quella di Snam Rete Gas, principalmente negli Abruzzi, in Molise e nel Lazio.

Fa parte del sistema italiano anche la sezione del gasdotto sottomarino di attraversamento del Canale di Sicilia, posata nel mare territoriale. Ne è proprietaria la Transmediterranean Pipeline Co. Ltd. (Tmpec, società a partecipazione mista italo algerina, con quote paritarie di Sonatrach e di Eni).

Le reti sono caratterizzate da una funzione di costo subadditiva¹ e da costi irreversibili. In esse si realizzano dunque le condizioni di monopolio naturale; ma l'accesso ai terzi è necessario allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione, fornitura).

L'accesso alle reti di trasporto del sistema italiano è di tipo regolato, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. Le tariffe, i criteri di accesso e gli obblighi delle imprese di trasporto sono fissati dall'Autorità.

Il decreto legislativo n. 164/00 ha anche definito la rete nazionale di gasdotti, formata dai gasdotti di importazione, dai collegamenti agli stoccaggi e dai principali gasdotti interregionali. Per questa rete, definita e aggiornata con decreto ministeriale, l'accesso è regolato dall'ottobre 2001 secondo il modello *entry-e.r.it.*

¹ Si è in presenza di una funzione di costo subadditiva quando la somma delle quantità di un bene, prodotte da più imprese, costa di più rispetto al costo della stessa quantità complessiva, se questa è prodotta da una sola impresa.

La capacità di trasporto di tipo continuo conferita nei punti di entrata, corrispondenti alle interconnessioni con i gasdotti esteri di importazione, nell'anno termico 2001-2002 è risultata pari a circa il 94 per cento della capacità tecnicamente disponibile (Tav. 4.1). In particolare, si sono registrate una situazione prossima alla saturazione per le importazioni provenienti dal Nord e una maggiore disponibilità per le importazioni da Sud. Il terminale di rigassificazione di Gnl, a Panigaglia, risulta saturo.

TAV. 4.1 CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA

Milioni di metri cubi standard per giorno, se non altrimenti indicato

CAPACITÀ CONTINUA	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/CONFERIBILE
PASSO GRIES	43,0	42,6	0,4	99
TARVISIO	74,0	74,0	0,0	100
PANIGAGLIA (Gnl)	11,4	11,4	0,0	100
MAZARA DEL VALLO	88,0	74,4	13,6	85
TOTALE	216,4	202,4	14,0	94

Fonte: Comunicazioni degli operatori all'Autorità.

Nel corso del 2001, le reti di trasporto del sistema nazionale sono state incrementate complessivamente di quasi il 2 per cento in termini di lunghezza (il tasso di crescita medio annuo previsto da Snam Rete Gas per il quinquennio 2000-2005 è del 1,25 per cento).

Sono attualmente in corso di realizzazione le opere di potenziamento del gasdotto di importazione dalla Russia. Per l'interferenza dei lavori di potenziamento, la capacità tecnica disponibile a Tarvisio è stata ridotta a partire da marzo 2002 sino all'inizio del prossimo anno termico (ottobre 2002), di circa il 12 per cento.

Anche la dorsale per l'importazione dal Nord Europa è in fase di completamento ed è stato avviato il potenziamento per la nuova importazione dalla Libia.

Tanto Snam Rete Gas, quanto Edison T&S sono state scorporate nel corso del 2001 dai rispettivi gruppi verticalmente integrati (Eni ed Edison), in ottemperanza alle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 in materia di separazione societaria fra le attività del settore del gas.

Il 40,24 per cento delle azioni di Snam Rete Gas sono state collocate in borsa alla fine del 2001. Titolare della quota restante continua a essere Eni.

Nell'anno termico 2001-2002, 24 utenti (produttori, grossisti e clienti finali)

hanno avuto accesso alla rete di trasporto di Snam Rete Gas; di questi 6 hanno stipulato contratti di trasporto anche per la rete di Edison T&S.

Stoccaggio

Il sistema italiano di stoccaggi è costituito da giacimenti esauriti. Attualmente i siti di stoccaggio operativi sono gestiti dalla società Stoccaggi Gas Italia S.p.A. (Stogit), costituita nel 2001 dal gruppo Eni attraverso lo scorporo societario del relativo ramo di azienda, e dalla società Edison T&S.

In particolare, la Stogit gestisce otto stoccaggi, sette dei quali sono ubicati nella Valle Padana (concessioni di Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Tresigallo) e uno nell'Italia centrale (concessione di Fiume Treste). Per l'anno 2001-2002 la riserva attiva complessiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 16 Gmc, mentre la producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento raggiunge quasi 280 Mmc/g.

Edison T&S dispone di due stoccaggi (Cellino, in Abruzzo, e Collalto, in Veneto), con una riserva attiva attuale di circa 263 Mmc e una producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento di circa 2 Mmc/g, in corso di ampliamento. Il Ministero delle attività produttive ha rilasciato alla Stogit le concessioni per la conversione a stoccaggio dei giacimenti di Alfonsine e di Fiume Treste con i quali si prevede, secondo le prime stime, che la riserva attiva complessiva aumenti di ulteriori 2,4 Gmc. Inoltre, recentemente è stata rilasciata a Eni (ed è attualmente in corso di trasferimento alla Stogit) la concessione per la conversione a stoccaggio del giacimento di Bordolano.

La situazione attuale del mercato dello stoccaggio di gas naturale rappresenta l'eredità del sistema verticalmente integrato che ha preceduto la liberalizzazione introdotta con il decreto legislativo n. 164/00. Allo scopo di incentivare l'avvio della concorrenza, lo stesso decreto prevede che alcuni giacimenti destinati alla coltivazione e in corso di esaurimento vengano destinati alla funzione di stoccaggio e assegnati agli operatori interessati ad assumerne la gestione, mediante procedure a carattere concorrenziale.

Ai sensi del decreto del Ministero delle attività produttive 27 marzo 2001, relativo alla determinazione dei criteri per la conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione, i titolari di concessioni di coltivazione hanno fornito al Ministero delle attività produttive le informazioni sui giacimenti in terraferma necessarie per stabilire se questi siano tecnicamente ed economicamente idonei allo stoccaggio di gas.

Il Ministero delle attività produttive ha pubblicato, nel *Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia* del 31 ottobre 2001, sia l'elenco dei giaci-

menti selezionati per la conversione a stoccaggio con i relativi dati di massima, sia il programma di previsione delle capacità di stoccaggio (di dodici progetti esaminati, i sei giacimenti ritenuti idonei, tutti in terraferma, sono: Cornegliano, Cotignola, Portocannone, San Potito, Serra Pizzuta, Ravenna Terra). Sono in corso le ulteriori fasi della procedura per l'attribuzione delle relative concessioni.

Rispetto a quelle di trasporto, le infrastrutture di stoccaggio hanno minori caratteristiche di monopolio. Va infatti osservato che le funzioni di modulazione, a cui provvedono i servizi offerti con l'attività di stoccaggio, sono realizzabili anche attraverso interventi sulla domanda (interrompibilità) o con il ricorso ad altri combustibili. Inoltre, la disponibilità di punta può essere surrogata, almeno in parte, ricorrendo alla flessibilità dei contratti di importazione. Proprio nell'anno termico 2001-2002 si è fatto ricorso all'interruzione delle forniture, ove prevista dai contratti di vendita (per quanto non realizzata completamente), e alla massimizzazione delle importazioni (nella misura considerata dai contratti di approvvigionamento, per quanto, anche in questo caso, non interamente).

Gli stoccaggi sono caratterizzati da funzione di costo moderatamente subadditiva e da costi parzialmente irreversibili; il loro accesso, regolato ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, è in buona parte necessario allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione, fornitura). L'Autorità fissa le tariffe, i criteri, le priorità di accesso, nonché gli obblighi delle imprese di stoccaggio. Per altre funzioni che rientrano nella categoria della modulazione aciclica, gli stoccaggi possono invece ritenersi già oggi in concorrenza con altri servizi.

Le prospettive di evoluzione dello stoccaggio in Italia possono trovare modelli di riferimento interessanti in altri paesi e in particolare nel Regno Unito, pur con le differenze strutturali che distinguono le due situazioni. Il riferimento all'esperienza inglese riguarda non tanto l'attuale situazione del Regno Unito, che si può considerare di incipiente concorrenza nel segmento dei servizi di modulazione, quanto quella che l'ha preceduta. In essa l'attività di stoccaggio era esercitata in una situazione di sostanziale monopolio, dapprima congiuntamente, e poi disgiuntamente, all'attività di trasporto e distribuzione.

Altri paesi europei, come Francia e Germania, sebbene caratterizzati da una diversa impostazione di regolazione (di tipo negoziato), sono più affini all'Italia per la strutturazione della domanda di gas e per la dipendenza dall'estero. Hanno inoltre sviluppato sistemi di stoccaggio di grandi dimensioni, che costituiscono un modello infrastrutturale più simile alle esigenze italiane.

Lo stoccaggio in Europa: modelli infrastrutturali e di regolazione

Il Regno Unito dispone di un grande stoccaggio in giacimento esaurito off shore di Rough (circa 2,8 miliardi di metri cubi standard o Smc di spazio per riserva attiva, disponibilità di iniezione di circa 13 milioni di Smc/g e disponibilità di erogazione di circa 40 milioni di Smc/g, a stoccaggio pieno), oltre che di alcuni stoccaggi in cavità saline (fra i quali Hornsea, con circa 300 milioni di Smc di spazio per riserva attiva, disponibilità di iniezione di circa 1,5 milioni di Smc/g e disponibilità di erogazione di circa 18 milioni di Smc/g). Esistono inoltre alcuni stoccaggi di Gnl, usati per la modulazione locale di breve periodo dei prelievi in aree periferiche.

Con l'introduzione del Network Code (ai sensi del Gas Act 1995), l'attività di stoccaggio è stata sottoposta ad accesso regolato, per un certo periodo. Essa è esercitata da un unico soggetto, British Gas plc (BG).

È stato in seguito introdotto un nuovo ordinamento, grazie al quale la capacità di stoccaggio viene conferita a mezzo di asta competitiva per i due maggiori siti. Più precisamente, è offerta in "pacchetti" (bundles) costituiti da spazio di stoccaggio, disponibilità di erogazione e di iniezione, in proporzioni già determinate. Recentemente anche il sistema di accesso agli stoccaggi di Gnl è stato modificato e oggi è determinato con il metodo dei reserve prices: prezzi minimi d'asta. L'offerta di servizi di stoccaggio si è evoluta anche fino a contemplarne uno "virtuale", costituito da un portafoglio di contratti fisici e finanziari, per durate comprese fra 4 e 14 anni. Tali contratti sono assimilabili a quelli "cartacei" nel mercato dei futures (per questi contratti è comunque prevista una disponibilità fisica, seppure in proporzione ridotta, nel caso in cui la controparte richieda la consegna del gas alla scadenza del contratto).

Negli ultimi dieci anni, l'entità degli stoccaggi in Germania ha raggiunto livelli fra i più alti in Europa. La riserva attiva (working gas) supera attualmente i 18 miliardi di Smc e si prevede un incremento di oltre il 26 per cento. Le variazioni stagionali del consumo di gas sono la principale ragione dello sviluppo del sistema di stoccaggio tedesco. I settori domestico e commerciale incidono infatti per circa il 45 per cento sulla domanda di gas nazionale.

In Germania la struttura societaria del settore, con la presenza di numerose imprese "regionali" un tempo protette da accordi di demarcazione territoriale, ha portato alla formazione di reti di scala regionale. Queste si collegano con i grandi gasdotti di importazione, organizzati principalmente in due grandi reti "sovra-regionali", facenti capo alle società Ruhrgas e a Wingas.

Il servizio di stoccaggio è concepito per lo più come complemento del servizio di trasporto. Sono attivi 39 impianti di stoccaggio in cavità saline, in giacimenti

esauriti e acquiferi. Esistono oltre 10 imprese dotate di stoccaggi sotterranei. Nel recepire la Direttiva europea 98/30/CE, benché in misura incompleta, la Germania ha optato per il regime di accesso negoziato alle reti di trasporto e allo stoccaggio.

L'offerta del servizio di stoccaggio può riguardare un aggregato indistinto, o singoli siti, e si articola nei seguenti elementi: impegno di portata per l'iniezione, uso della compressione per l'iniezione, impegno di spazio in stoccaggio, impegno di portata per l'erogazione, impegno di portata di trasporto da e verso lo stoccaggio. La durata tipica del contratto di stoccaggio è di un anno, ma sono ammesse durate inferiori o superiori, da negoziare caso per caso.

Anche il sistema di stoccaggio francese è notevolmente sviluppato. I quattordici stoccaggi attivi, gestiti per la maggior parte dalla società Gaz de France, l'impresa dominante, hanno in totale una riserva attiva di circa 9 miliardi di Smc, un quarto del consumo nazionale di gas.

Lo stoccaggio è destinato a modulare le variazioni della domanda stagionale e giornaliera e a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. In Francia, il sistema del gas naturale dipende quasi interamente dalle importazioni, il 50 per cento delle quali è di provenienza extra europea.

Subordinatamente agli usi sopra descritti e previo consenso del governo (la Francia non ha ancora recepito la Direttiva europea 98/30/CE), parte della riserva attiva viene messa per brevi periodi a disposizione di società estere (Distrigaz, Ruhrgas, GVM e Gaznat).

Lo stoccaggio è effettuato prevalentemente in acquiferi e secondariamente in cavità saline. Sono in corso prove per adibire a stoccaggio un giacimento in via di esaurimento.

Condizione di accesso al servizio di stoccaggio di Gaz de France è la sottoscrizione di un contratto di trasporto. Gli utilizzatori possono depositare parte del gas in un "punto di modulazione", per prelevarlo successivamente. I punti di modulazione, cinque in tutto, sono distribuiti sulla rete principale di trasporto, in corrispondenza dei siti di stoccaggio, o di loro aggregazioni territoriali. La durata del contratto di modulazione (Contrat de Modulation) è di un anno, con possibilità di rinnovo.

Terminali di rigassificazione L'accesso ai terminali di rigassificazione è funzionale, ma non essenziale in generale allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione e fornitura). Nella situazione italiana, il controllo che il gruppo Eni esercita sui gasdotti di trasporto in territorio estero, rende i terminali di rigassificazione necessari allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle. Il loro accesso è di tipo regolato, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. Il solo terminale di rigassificazione oggi esistente in Italia è quello di Panigaglia, esercito da Snam Rete Gas; attualmente la sua intera capacità è dedicata a contratti di importazione stipulati prima del 10 agosto 1998.

Nuovi terminali, inseriti in progetti integrati di approvvigionamento di lungo periodo, che si avvalgono di impianti di liquefazione e di navi metaniere, sono in fase di progettazione: Edison, per un terminale in Alto Adriatico da 6 Gmc/a, British Gas, per un terminale a Brindisi da 4 Gmc/a nella fase iniziale, Enel, per tre terminali a Taranto, Vado e Muggia e la società LNG Terminal (del Gruppo Falck) per un terminale sulla costa calabra, da 8 Gmc/a espandibile a 12 Gmc/a, oltre che per un impianto *off-shore*, (da realizzare in Calabria o in Toscana). Per questi nuovi terminali si presenta il problema della conciliazione delle esigenze di incentivazione dell'investimento con quelle di garanzia dell'accesso a terzi a un'infrastruttura che in questa fase transitoria di sviluppo della concorrenza, riveste ancora il carattere di infrastruttura essenziale.

L'Autorità con un proprio intervento (vedi oltre) ha ritenuto opportuno indicare i limiti entro i quali è riconoscibile la priorità di accesso ai promotori di nuovi terminali sino a quando il sistema nazionale del gas non sia stato dotato di una capacità di rigassificazione coerente con la domanda di importazione e non raggiunga un significativo grado di concorrenza in un contesto europeo liberalizzato.

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto, dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Nel corso del 2001 e del primo trimestre del 2002 le attività dell'Autorità nel settore del gas si sono concentrate su: il completamento degli interventi tariffari riguardanti il trasporto e il dispacciamento del gas naturale, nonché lo stoccaggio; l'utilizzo dei terminali del Gnl e lo stoccaggio; la messa a punto delle regole di accesso al sistema del gas, come stabilito dal decreto di recepimento nella normativa italiana della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale.

Nell'ambito delle fasi di trasporto e dello stoccaggio restano ancora da definire la tariffa per l'attività di commercializzazione per i clienti allacciati ai gasdotti in alta pressione nonché la definizione dei criteri per i Codici di rete e di stoccaggio, sui quali l'Autorità ha già completato la consultazione.

Tariffe di trasporto: vincoli e criteri di riferimento

Con la delibera 30 maggio 2001, n. 120, l'Autorità ha definito i criteri sia per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale, sia per l'utilizzo dei terminali di Gnl (ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e degli art. 18, comma 6, e 23, commi 2, 3 e 5, del decreto legislativo n. 164/00). Il provvedimento dell'Autorità definisce i criteri con cui le imprese di trasporto e dispacciamento del gas naturale già attive (Snam S.p.A., Edison Gas S.p.A., Tmpc, Sgm S.p.A.), e quelle che vorranno entrare nel mercato, calcolano le tariffe di trasporto e di utilizzo dei terminali di Gnl e adottano regole minime di accesso al sistema. L'Autorità provvede a determinare, per ciascuna impresa per il primo anno termico del periodo di regolazione (che dura quattro anni), i criteri per il calcolo dei ricavi tariffari riconosciuti.

È parso opportuno procedere alla determinazione individuale dei ricavi tariffari riconosciuti in quanto le differenze tra le dimensioni e le condizioni operative di ognuna avrebbero reso difficile l'adozione di criteri standardizzati. Inoltre, questo approccio consente, nelle limitate zone in cui sono presenti reti di più imprese, o nella prospettiva di nuovi terminali di Gnl, lo sviluppo di una certa concorrenza, anche attraverso l'applicazione di tariffe che riflettano costi diversi.

Considerazioni di equità tra le imprese hanno reso tuttavia inevitabile l'adozione di criteri comuni per quanto riguarda la determinazione del capitale investito e del suo tasso di rendimento, degli ammortamenti e dei costi operativi riconosciuti.

I ricavi riconosciuti rappresentano i ricavi ritenuti congrui per l'esercizio delle

attività e per le proposte che gli operatori formulano sulle tariffe da praticare agli utenti, nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti all'inizio del periodo di regolazione. Le proposte vengono in seguito sottoposte all'approvazione dell'Autorità.

La determinazione dei ricavi di riferimento è effettuata sugli elementi di costo relativi all'attività di trasporto e a quella di rigassificazione, in modo tale da garantire la copertura sia dei costi operativi sia di quelli di capitale, inclusa una congrua remunerazione del capitale investito secondo quanto disposto dall'art. 23, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00.

I costi riconosciuti dalla delibera n. 120/01 dell'Autorità sono i seguenti:

- il costo del capitale investito netto, pari al valore dell'attivo immobilizzato² (*Regulatory Asset Base* o RAB), moltiplicato per un rendimento del 7,94 per cento all'anno al lordo delle imposte;
- gli ammortamenti, il calcolo utilizza le durate economico tecniche dei beni con riferimento agli standard in uso nei principali paesi europei, basandosi su un periodo di 40 anni per i gasdotti, di 20 anni per gli impianti di compressione, di 25 anni per i terminali Gnl, di 50 anni per i fabbricati e di 10 anni per le altre immobilizzazioni;
- i costi operativi, quelli effettivamente sostenuti nell'esercizio 2000 dalle società di trasporto, relativi al personale, ai materiali di consumo, alla compressione e spinta del gas, ai servizi forniti da terzi e agli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti.

Per ogni anno del periodo di regolazione, sono determinati i ricavi di riferimento che comprendono quelli relativi sia alla rete esistente all'inizio del periodo, sia agli investimenti realizzati nel corso della vita dell'impianto integrata da eventuali fattori correttivi e i ricavi relativi ai costi di bilanciamento del sistema. Sulla base dei ricavi di riferimento le imprese calcolano e propongono i livelli delle componenti della propria tariffa di trasporto basata sulla metodologia *entry-exit*. Questa rappresenta una soluzione più semplice rispetto a una tariffa "da punto a punto", economicamente ingiustificata e di diffi-

2 Per la determinazione del RAB, la metodologia adottata è quella chiamata, nella prassi regolatoria anglosassone, *Current Cost Accounting* (CCA), in Italia, "metodo del costo storico rivalutato". Essa si basa sui costi storici delle immobilizzazioni presenti in bilancio al 31 dicembre 2000, rivalutati secondo il deflatore degli investimenti fissi, al netto del degrado economico tecnico, e dei contributi a fondo perduto versati da pubbliche amministrazioni per l'attività di trasporto.

cile determinazione oggettiva, in una rete fortemente magliata come quella italiana. Dal momento che lo stesso decreto n. 164/00 indica come criterio tariffario da rispettare anche la distanza fra punti di entrata e punti di uscita, il provvedimento emanato dall'Autorità calcola i costi unitari di trasporto da punto a punto.

Le tariffe di trasporto per la rete regionale sono invece uniformi su tutto il territorio nazionale e correlate alla capacità nei punti di consegna, con riduzioni proporzionali, in base alla distanza, per i punti di riconsegna che si trovano in comuni a meno di 15 km dalla rete nazionale dei gasdotti.

Questa struttura tariffaria riconosce con maggiore correttezza, rispetto a una basata sulla sola distanza, i costi legati sia alla capacità, che è prenotata alla punta ma non utilizzata in tutti i giorni dell'anno, sia ai volumi effettivamente trasportati. Il rapporto tra corrispettivi di capacità e corrispettivi per volumi trasportati è rispettivamente del 70 e 30 per cento. Quest'ultima componente ha lo scopo di stimolare l'imprenditorialità delle aziende di trasporto cui sono assicurati maggiori ricavi in ragione dei volumi trasportati, e al contempo di ridurre il rischio di sottoutilizzazione dei gasdotti.

I meccanismi di aggiornamento dei ricavi riconosciuti sono riferiti sia alla capacità sia ai volumi e prevedono un incremento pari all'inflazione dell'anno solare precedente, e una riduzione pari a un tasso di produttività definito per tutto il periodo di regolazione. Esso corrisponde al 2 e al 4,5 per cento rispettivamente per la capacità e per i volumi. Il meccanismo relativo alle capacità impone un limite massimo ai ricavi (*revenue cap*), in quanto determina il loro ammontare complessivo indipendentemente dai volumi trasportati. Il meccanismo relativo ai volumi impone un limite massimo al corrispettivo unitario (*price cap*) per volume trasportato; questi ricavi risentono quindi dei volumi trasportati.

Sono previsti incentivi per i nuovi investimenti, con l'obiettivo di sviluppare l'attività di trasporto, a fronte di un'ipotesi di crescita dei consumi di gas del 3-5 per cento all'anno nel prossimo decennio, e dei nuovi usi determinati dall'innovazione tecnologica.

La struttura tariffaria contempla meccanismi incentivanti a nuovi investimenti infrastrutturali, riconoscendo per 6 anni un corrispettivo³ più alto legato alla loro effettiva realizzazione e l'esenzione dai recuperi prefissati di produttività. Sono previsti sconti in tariffa per gli eventuali operatori, diversi dalle imprese di trasporto, che decidano di finanziare i potenziamenti degli impianti e delle reti in tratti di loro interesse.

Tariffa per l'utilizzo degli impianti di rigassificazione

Per la definizione della tariffa per l'utilizzo degli impianti di rigassificazione del Gnl, trasportato con navi metaniere, è stata seguita la stessa metodologia di calcolo utilizzata per le tariffe di trasporto, prevedendo una remunerazione degli investimenti del 9,15 per cento. Il maggiore tasso di rendimento applicato all'attività di rigassificazione rispetto a quello per l'attività di trasporto è motivato dal maggior rischio che tale attività comporta. Per lo stesso motivo, ma anche per incentivare in Italia la realizzazione di nuovi impianti di rigassificazione la riduzione del *price cap* è stata fissata al 2 per cento.

Modalità transitorie di accesso alle reti

Contestualmente alla definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe, l'Autorità ha stabilito anche le modalità transitorie di accesso al servizio che, nell'attesa di una più precisa definizione mediante i Codici di rete, garantiscono l'accesso in condizioni eque e non discriminatorie, prevengono abusi di posizione dominante nell'allocazione delle capacità e favoriscono lo sviluppo della concorrenza. In particolare, sono state anticipate alcune ipotesi relative a temi quali i conferimenti di capacità e i corrispettivi per il bilanciamento del sistema. Da un lato, infatti, le capacità assegnate rappresentano un elemento necessario per procedere al calcolo dei relativi corrispettivi; i corrispettivi unitari di capacità, facenti parte della tariffa, devono inoltre essere corrisposti

3 Gli incrementi patrimoniali determinano un'ulteriore componente di ricavo nell'anno termico successivo all'anno in cui l'investimento entra in esercizio:

- per la capacità, un ricavo aggiuntivo pari al 7,47 per cento del valore patrimoniale di questi investimenti per ciascun anno del periodo di regolazione;
- per i volumi, un corrispettivo unitario pari al 4,98 per cento del valore patrimoniale di questi investimenti diviso per i volumi trasportati nell'anno solare 2000. Questo corrispettivo è moltiplicato per i volumi effettivamente trasportati in ciascuno dei 6 anni termici successivi all'entrata in esercizio dell'investimento.

sulla base delle quantità conferite a ciascun utente. D'altro lato, i corrispettivi di bilanciamento del sistema rappresentano un onere economico, in caso di temporanee richieste degli utenti superiori a quanti concordato, la cui conoscenza è necessaria per orientare correttamente le loro scelte. La determinazione in via transitoria di modalità semplificate e urgenti in materia di conferimento delle capacità e dei corrispettivi per il bilanciamento del sistema ha comunque beneficiato delle osservazioni ricevute in seguito alla diffusione del Documento per la consultazione del 13 marzo 2001. Tali modalità restano in vigore fino alla emanazione dei Codici di rete e, nel caso dei conferimenti, non oltre il 30 settembre 2002. La definizione di regole provvisorie consente anche di verificarne l'applicazione e di dare utili indicazioni in vista della transizione al regime definitivo.

Tenuto conto delle difficoltà registrate nell'avvio del nuovo regime tariffario e di alcune criticità rilevate dagli utenti nelle *Condizioni di accesso* pubblicate da Snam Rete Gas nel novembre del 2001, l'Autorità ha costituito un gruppo di lavoro informale che ha lo scopo di acquisire elementi utili per futuri provvedimenti su alcuni punti, rivelatisi critici. Tra essi, i corrispettivi per il bilanciamento del sistema e la pubblicazione dei dati relativi al processo di conferimento della capacità nell'ambito dei provvedimenti di cui agli art. 20, comma 2, e 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, ai sensi delle delibere dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 146 e n. 150. Il gruppo di lavoro ha già raggiunto interessanti risultati sugli argomenti affrontati quali: la costituzione da parte di Snam Rete gas di una "bacheca" allo scopo di favorire il mercato secondario della capacità (la cui messa in opera è prevista in tempi brevi non appena attivato il necessario supporto informatico); il miglioramento per gli utenti di alcune condizioni contrattuali in materia di accesso (penalità per supero di capacità e sbilanciamento) per l'anno termico 2001-2002 (sospensione di alcune penali fino al 21 dicembre 2001 e avvio da questa data di nuovi corrispettivi più favorevoli per l'utenza).

Tariffe di trasporto:
i valori applicati

Con la delibera del 7 settembre 2001, n. 193, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto del gas metano sui gasdotti nazionali e sulle reti regionali, e le tariffe di rigassificazione del gas trattato presso l'impianto di Panigaglia presentate dagli operatori.

Tale delibera ha individuato i punti di entrata (frontiere, giacimenti e stoccaggi) e i punti di uscita della rete nazionale, permettendo ai singoli operatori di calcolare il costo complessivo del trasporto del gas dal luogo di prelievo fino a quello di consumo.

Sedici sono i punti di entrata nella rete nazionale, di questi: 3 si riferiscono all'interconnessione con i metanodotti esteri di importazione (Mazara del Vallo,

Passo Gries e Tarvisio); 1 coincide con l'impianto di rigassificazione di Panigaglia; 10 corrispondono ai principali campi di produzione nazionale (Nord Occidentale, Nord Orientale, Rubicone, Falconara-Fano, Pineto, San Salvo, Candela, Monte Alpi, Crotone, Gagliano); 2 sono relativi agli stoccaggi (Eni ed Edison Gas). I punti di uscita, che collegano la rete nazionale con le reti regionali, si riferiscono alle seguenti 17 aree/territoriali regionali: Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige-Veneto, Lombardia orientale, Lombardia occidentale, Nord Piemonte, Sud Piemonte e Liguria, Emilia Romagna-Liguria, Basso Veneto, Toscana-Lazio, Romagna, Umbria-Marche, Marche-Abruzzo, Lazio, Basilicata-Puglia, Campania, Calabria, Sicilia.

Per l'attività di trasporto sulla rete nazionale sono stati definiti:

- un corrispettivo legato al volume CV (in euro/GJ);
- un corrispettivo di capacità CPe per ciascuno dei 16 punti di entrata (in euro/Smc/g);
- un corrispettivo di capacità CPu (in euro/Smc/g) per ciascuno dei 17 punti di uscita.

Per l'attività di trasporto sulla rete regionale:

- un corrispettivo di capacità CR_r (in euro/Smc/g) unico per tutti i punti di riconsegna di ciascuna impresa di trasporto; sono previsti sconti per distanze inferiori ai 15 km;
- un corrispettivo fisso CF (in euro/punto di riconsegna) articolato su livelli per la rete di gasdotti.

Sono previste inoltre tariffe interrompibili ridotte dell'8 per cento per Snam Rete Gas, e 4 per cento per Edison Gas (Tav. 4.2).

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 4.2 TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO

Anno termico 2001-2002

CORRISPETTIVO UNITARIO LEGATO AL VOLUME CV (euro/GJ)		0,176549		
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE NAZIONALE (euro/Smc/g)				
CPe		CPu		
MAZARA DEL VALLO	3,032460	FRIULI-VENEZIA GIULIA	A 0,841763	
PASSO GRIES	0,338364	TRENTINO-ALTO ADIGE-VENETO	B 0,986886	
TARVISIO	0,857216	LOMBARDIA ORIENTALE	C 1,076087	
PANIGAGLIA	0,613272	LOMBARDIA OCCIDENTALE	D 1,276102	
NORD OCCIDENTALE	0,077469	NORD PIEMONTE	E1 1,535033	
NORD ORIENTALE	0,104647	SUD PIEMONTE E LIGURIA	E2 1,276102	
RUBICONE	0,077469	EMILIA E LIGURIA	F 0,986886	
FALCONARA-FANO	0,494016	BASSO VENETO	G 0,862372	
PINETO	0,720943	TOSCANA E LAZIO	H 0,858547	
SAN SALVO	0,559849	ROMAGNA	I 0,697670	
CANDELA	0,633425	UMBRIA E MARCHE	L 0,569331	
MONTE ALPI	0,905488	MARCHE E ABRUZZO	M 0,524838	
CROTONE	2,026530	LAZIO	N 0,659117	
GAGLIANO	2,174299	BASILICATA E PUGLIA	O 0,735951	
		CAMPANIA	P 0,521476	
STOCCAGGI ENI-EDISON GAS	0,174442	CALABRIA	Q 0,446735	
		SICILIA	F 0,157519	
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (euro/Smc/g)				
EDISON GAS E SGM		1,801000		
RETE GAS ITALIA		1,312991		
CORRISPETTIVO FISSO CF (euro/punto di riconsegna)		1° livello	2° livello	3° livello
EDISON GAS E SGM ^(A)		31,00	2.141,30	5.183,70
RETE GAS ITALIA ^(B)		3.098,70	7.746,80	17.570,60
TARIFFA INTERROMPIBILE				
EDISON GAS E SGM		riduzione del 4% di CRr per un'interruzione di 5 giorni con preavviso di 48 ore		
RETE GAS ITALIA		riduzione dell'8% dei corrispettivi CPe, CPu e CRr per un'interruzione di 5 giorni con preavviso di 3 giorni		

(A) La definizione dei livelli è in funzione di 2 parametri: consumo annuo del punto di riconsegna e tipologia di catena di misura.

(B) La definizione dei livelli è in funzione di 4 parametri: metri cubi prelevati, tipologia di misura, tipologia degli apparati di misura, metodo di acquisizione dei dati di misura.