

Mezzogiorno, che svolge un servizio di trasporto ad alta pressione limitato nelle aree centro-meridionali del paese.

Il costo del servizio di trasporto effettuato da Snam per conto proprio non è mai stato esplicitamente riconosciuto nella fissazione del prezzo da parte degli organi istituzionali preposti alla regolazione del settore. Storicamente, gli interventi del Cip, e più recentemente del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, per la determinazione delle tariffe di distribuzione secondaria hanno sempre considerato il trasporto su reti ad alta pressione quale componente implicita inclusa nel prezzo di trasferimento del gas naturale.

Nella prassi la determinazione del costo della materia prima per il gas consegnato ai distributori locali trovava un fondamento nel fatto che Snam era sino al 1995 un monopolista pubblico verticalmente integrato nell'attività di importazione e trasporto. Anche la contrattualistica nei rapporti tra Snam e le utenze in deroga evidenzia un esplicito riferimento al solo prezzo della materia prima senza alcuna identificazione separata per il costo del trasporto.

Tale consolidamento dei costi dovrà necessariamente venire meno quando l'attività di trasporto sarà considerata separatamente dalle altre attività svolte da Snam, come del resto è espressamente previsto dall'art. 15 della Direttiva europea su mercato interno del gas. L'esigenza di osservare il principio di trasparenza tariffaria, contenuto in molti orientamenti comunitari, presuppone che gli elementi di costo riconosciuti nella tariffa finale siano distintamente identificati in modo tale da consentire una politica di prezzo orientata ai costi e priva di distorsioni. Con l'attuazione della normativa europea, la separazione contabile dell'attività di trasporto non potrà che favorire questo processo.

Diversa attenzione è stata dedicata dal legislatore italiano al trasporto su reti ad alta pressione per conto terzi (vettoriamento) cui fa esplicito riferimento l'art. 12 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. A tutt'oggi la Snam ha l'obbligo di vettoriare il gas naturale per conto terzi purché si realizzino le seguenti condizioni:

- origine nazionale del gas naturale;
- destinazione del gas naturale trasportato verso società controllate, controllanti o appartenenti al medesimo gruppo della società che immette il gas in rete.

La stessa legge fornisce delle indicazioni generiche sulle determinanti di costo del servizio, prevedendo che le tariffe di vettoriamento siano determinate con riferimento ai costi effettivi del servizio, agli standard esistenti negli altri paesi europei e infine con riferimento al costo della materia prima.

Attualmente il diritto di accesso dei terzi alla rete è sottoposto ad un vincolo di origine (riguardando il solo gas naturale prodotto in Italia) e a un vincolo di destinazione (in quanto il gas può essere veicolato solamente verso entità giuridiche collegate sul piano societario ai soggetti richiedenti). Sono perciò esclu-

si dal diritto a richiedere il vettoriamiento, in base all'art. 12 della legge n. 9/91, i soggetti che intendono veicolare gas naturale di produzione estera. Costituiscono tuttavia un'eccezione a questo schema le forniture termoelettriche previste dai contratti stipulati tra Snam ed Enel per vettoriamiento di gas naturale acquistato dalla società algerina *Sonatrach*.

Con la legge n. 9/91 il legislatore italiano ha implicitamente riconosciuto le caratteristiche economiche di monopolio naturale all'attività di trasporto e ha quindi ritenuto opportuno tutelare giuridicamente ed economicamente il servizio, qualificandolo necessario e complementare ad altre attività dell'industria del gas (importazione, produzione, commercializzazione).

La legge n. 9/91 ha trovato concreta attuazione nell'accordo tra la Snam e Assomineraria-Unione Petrolifera del dicembre 1994 con il quale sono state fissate le tariffe di vettoriamiento sulla rete ad alta pressione della Snam.

La struttura delle tariffe di vettoriamiento è di tipo binomio con una componente fissa e una componente variabile. La componente fissa ha come parametro di riferimento il gas trasportato indipendentemente dalla distanza percorsa. La componente variabile riflette sia la dimensione della condotta di trasporto, sia la distanza percorsa dal gas vettoriato. La tavola 3.15 riporta la struttura della tariffa vigente.

TAV. 3.15 COMPONENTI FISSA E VARIABILE DELLE TARIFFE DI VETTORIAMIENTO IN ITALIA

Lire/mc

FASCE DI DIAMETRO (in pollici)	QUOTA FISSA	QUOTA VARIABILE
32" < D < 48"	8,5	0,049
18" < D < 32"	8,5	0,093
12" < D < 18"	8,5	0,167
D < 12"	8,5	0,382

Fonte: Accordo Snam/Assomineraria-Unione Petrolifera

L'indicizzazione mensile delle tariffe di vettoriamento è effettuata in base a una media ponderata tra un indicatore del costo del lavoro nel settore e l'indice dei prezzi all'ingrosso, con pesi del 25 e del 75 per cento, rispettivamente. Sono inoltre previste riduzioni tariffarie del 50 per cento per i tratti in controflusso.

Le tariffe di vettoriamento di Snam sono state oggetto di un recente provvedimento dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato¹⁰ nel quale è stato addebitato a Snam un comportamento di abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 3 della legge 10 ottobre 1990, n. 287.

L'Autorità garante ha chiuso l'istruttoria nei confronti di Snam, che era stata avviata nel 1997, dopo la conclusione dell'indagine conoscitiva sul gas metano. Al termine di questa indagine era stata rilevata l'esigenza di valutare la congruità dell'assetto del settore con gli obiettivi di sviluppo della concorrenza coerenti con le norme comunitarie.

L'Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha ritenuto che le condizioni di vettoriamento contenute nell'accordo fra la Snam e l'Assomineraria-Unione Petrolifera del dicembre 1994 configurassero un abuso di posizione dominante. Più precisamente, il rifiuto manifestato da Snam di concedere l'accesso alla propria rete per il trasporto del gas dei produttori privati — suoi concorrenti sul mercato a valle della distribuzione primaria — e di consentire la fornitura anche per usi diversi da quelli previsti dall'art. 12 della legge n. 9/91, è stato giudicato un abuso di posizione dominante, volto a impedire o limitare l'accesso al mercato.

L'Autorità garante ha altresì deliberato che l'imposizione di controlli da parte della Snam sulla destinazione finale del gas naturale vettoriato a nuovi punti di consegna per conto di Edison Gas fosse volta ad impedire o limitare gli sbocchi o accessi al mercato per servire consumatori finali diversi, ovvero a rafforzare la propria posizione monopolistica. In ragione della gravità complessiva e della persistenza delle violazioni accertate, l'Autorità garante ha comminato alla Snam una sanzione pecuniaria commisurata al fatturato dello specifico servizio, per un ammontare di oltre 3 miliardi di lire.

Il futuro assetto istituzionale delle attività di trasporto gas dipenderà dalle modalità con le quali sarà recepita la Direttiva 98/30/CE (*cfr. infra*). Cruciale, a tal fine, sarà la scelta, per quanto riguarda l'attività di trasporto, tra le due modalità di accesso: vale a dire accordo negoziato tra le parti o accesso regolato. In entrambi i casi la Direttiva europea sottolinea l'esigenza che le tariffe di trasporto riflettano i costi effettivi del servizio e che la loro formazione avvenga su basi trasparenti.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

Per gli utenti "civili"¹¹, la qualità del servizio del gas è disciplinata dal regime della Carta dei servizi, che trova origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta ai soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici, e si è evoluta attraverso la definizione dello "schema generale di riferimento della carta dei servizi del settore del gas" (art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273 e decreto del Presidente del Consiglio di ministri del 18 settembre 1995).

La citata direttiva definisce i principi che devono regolare la fornitura dei servizi pubblici, individua gli strumenti per l'attuazione di tali principi e indica le modalità di tutela degli utenti. Ai sensi della normativa vigente, ciascun soggetto esercente il servizio del gas deve adottare una Carta dei servizi, indicare gli standard di qualità, aggiornarli periodicamente e verificarne il rispetto.

All'inizio del 1998 l'Autorità ha rilevato lo stato della qualità del servizio tra le aziende esercenti il servizio di fornitura di gas nel 1997. I risultati della rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, si basa sulle dichiarazioni fornite dagli esercenti sotto la propria responsabilità su cui l'Autorità ha avviato controlli a campione. I risultati sono stati pubblicati in un Quaderno dell'Autorità¹².

La qualità del servizio per gli utenti non residenziali o del terziario non è regolata dalla normativa vigente relativa alla Carta dei servizi; essa è tuttavia oggetto dell'attività di regolazione dell'Autorità (*cfr.* Capitolo 6).

Attuazione della Carta dei servizi

Il servizio del gas si caratterizza per la presenza di un ridotto numero di esercenti di grandi dimensioni, che servono la gran parte degli utenti, e per la frammentazione della restante parte di esercenti, soprattutto di quelli con un numero di utenti minore di 10.000.

Ai fini dell'analisi dello stato della qualità del servizio, gli esercenti sono stati suddivisi in base al numero degli utenti serviti:

- *grandi esercenti*, con un numero di utenti maggiore di 100.000;
- *medi esercenti*, con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000;
- *piccoli esercenti*, con un numero di utenti minore di 10.000.

Tutti i grandi esercenti hanno adottato la Carta dei servizi; tra i medi e piccoli esercenti, rispettivamente il 79,5 e il 54,4 per cento hanno adottato la Carta dei servizi (Tav. 3.16). La percentuale di utenza servita da aziende che hanno adottato la Carta dei servizi è massima nel caso dei grandi esercenti e alta nei

medi esercenti, pari all'84,4, mentre raggiunge quasi il 65 per cento nei piccoli. Complessivamente, a fine 1997, gli esercenti del servizio gas che hanno adottato una Carta dei servizi sono poco più del 60 per cento del numero totale di esercenti e forniscono il servizio al 93 per cento degli utenti civili complessivi. Il numero di esercenti che ha dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi risulta in crescita rispetto agli anni precedenti.

TAV. 3.16 ADOZIONE DELLE CARTE DEI SERVIZI NEL SETTORE GAS

Anno 1997

	GRANDI ESERCENTI	MEDI ESERCENTI	PICCOLI ESERCENTI	TOTALE
PERCENTUALE DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI	100	79,5	54,4	61,5
PERCENTUALE DEGLI UTENTI TOTALI	100	84,8	64,7	92,7

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Verifica del rispetto degli standard specifici delle Carte dei servizi

Sulla base dei dati dichiarati dagli esercenti, l'Autorità ha rilevato se questi avessero verificato il rispetto degli standard di qualità contenuti nelle Carte stesse. La verifica annuale degli standard è lo strumento per il miglioramento della qualità del servizio che la Carta dei servizi intende promuovere¹³.

La variabilità degli standard da esercente a esercente è dovuta alla facoltà degli stessi di determinare i propri standard, tenendo conto di aspetti territoriali (per esempio la vastità dell'area gestita unitariamente, la distanza dei comuni dalla sede operativa, la presenza di zone montuose o collinari) e organizzativi (per esempio la gestione contemporanea di più servizi, la gestione con personale proprio o di terzi, la fatturazione centralizzata o locale) che possono incidere sugli standard di qualità.

Nei grandi esercenti si registra una notevole divergenza tra valori minimi e massimi degli standard dichiarati (Tav. 3.17). La quasi totalità degli utenti è servita da esercenti che hanno in generale verificato sei standard specifici (ossia tempi occorrenti per preventivi, allacciamenti aerei, impianti completi, attivazione fornitura, risposta a richieste scritte e risposta a reclami). La rettifica di fatturazione e la riattivazione degli utenti morosi sono le prestazioni per le quali la verifica degli standard specifici è risultata minore.

TAV. 3.17 RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
		VALORE MEDIO	VALORE MINIMO	VALORE MASSIMO		
PREVENTIVAZIONE	151.278	22,4	10	60	2,4	8,9
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI	71.751	26,9	10	60	2,0	15,9
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI	46.195	42,1	25	60	2,0	30,1
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	446.050	7,1	5	10	1,2	3,6
DISATTIVAZIONE FORNITURA	127.254	7,3	5	10	0,5	4,0
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	6.051	26,2	15	30	2,1	15,1
RISPOSTA A RECLAMI	14.652	21,6	20	30	10,1	18,1
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	103.081	18,6	7	80	1,6	7,0
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	4.151	2,3	1	3	0,0	1,1
VERIFICA MISURATORI	7.064	8,2	7	20	0,5	5,2
VERIFICA PRESSIONE	911	3,5	2	20	0,0	4,1
DURATA SOSPENSIONI PROGRAMMATE (ore)	24.173	9,8	6	24	0,3	5,3
PRONTO INTERVENTO (minuti)	76.172	64,0	45	105	3,9	66,3

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Anche i medi esercenti presentano grandi diversità tra i valori minimi (in genere più bassi di quelli corrispondenti ai grandi esercenti) e i valori massimi degli standard dichiarati (Tav. 3.18). I preventivi, l'esecuzione degli impianti completi, l'attivazione e la disattivazione della fornitura sono prestazioni per le quali quasi il 50 per cento del totale degli esercenti, in termini di utenza, ha provveduto a verificare gli standard specifici, mentre le altre prestazioni sono verificate da un numero minore di esercenti.

Mediamente solo un terzo dei piccoli esercenti che si sono dotati di standard di qualità ne verifica il rispetto (Tav. 3.19); i valori medi degli standard specifici sono però in alcuni casi migliori (cioè più bassi) di quelli degli esercenti di medie dimensioni, grazie alla forte connotazione locale e alle piccole dimensioni delle gestioni. Nessuno degli esercenti ha aggiornato nel corso del 1997 gli standard indicati nelle proprie Carte dei servizi, come previsto dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994.

TAV. 3.18 RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
		VALORE MEDIO	VALORE MINIMO	VALORE MASSIMO		
PREVENTIVAZIONE 13,1	83.400	25,3		2	60	1,2
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI 22,3	32.391	33,6		5	80	1,3
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI 28,8	53.772	43,9		4	180	2,5
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA 3,6	158.876	7,1		1	30	0,6
DISATTIVAZIONE FORNITURA 3,6	118.781	6,6		2	30	1,2
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE 16,3	8.547	23,9		3	45	0,6
RISPOSTA A RECLAMI 24,5	4.563	27,7		3	45	2,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE 8,8	24.642	13,0		2	60	4,4
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	9.954	3,0		1	15	0,2

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 3.19 **RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI**

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
		VALORE MEDIO	VALORE MINIMO	VALORE MASSIMO		
PREVENTIVAZIONE	43.331	19,6	1	50	1,4	6,7
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI	18.044	24,6	3	60	0,6	15,3
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI	24.215	44,7	5	90	1,1	27,3
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	46.899	7,9	1	20	0,5	3,5
DISATTIVAZIONE FORNITURA	30.561	6,4	1	60	0,6	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	2.233	24,3	1	60	1,5	15,7
RISPOSTA A RECLAMI	1.372	19,1	1	60	0,6	9,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.953	11,7	1	90	0,4	5,6
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	2.304	4,5	1	30	0,0	2,1
VERIFICA MISURATORI	1.708	12,3	1	60	1,4	4,6
VERIFICA PRESSIONE	1.986	4,2	1	30	0,1	2,4
DURATA SOSPENSIONI PROGRAMMATE (ore)	639	13,7	1	72	2,1	4,3
PRONTO INTERVENTO (minuti)	7.577	54,1	20	150	1,2	29,4

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Rimborsi agli utenti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che gli esercenti individuino almeno quattro standard specifici da assoggettare a rimborso. Esso stabilisce inoltre che gli erogatori del servizio a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili all'utente o a terzi riconoscano un rimborso agli utenti coinvolti.

I soggetti erogatori che hanno adottato la Carta dei servizi hanno indicato gli standard soggetti a rimborso ma, salvo alcuni casi, non hanno previsto procedure automatiche di indennizzo in caso di violazione degli standard indicati. Con l'eccezione fra i grandi esercenti di Italgas, Napoletana Gas e Gas Rimini e di alcuni altri, la maggioranza degli esercenti ha definito una procedura di accesso al rimborso basata sull'istanza dell'utente coinvolto.

Nell'indagine dell'Autorità sono stati presi in esame i casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso, le richieste presentate dagli utenti, le richieste accettate e l'entità dei rimborsi pagati. I dati raccolti hanno dimo-

strato che le attuali procedure di rimborso, ove non automatiche, non sono quasi mai state invocate dagli utenti. Ciò appare in larga misura imputabile alla scarsa conoscenza da parte degli utenti della Carta dei servizi (Tav. 3.20). Un'indagine demoscopica, commissionata dall'Autorità nel gennaio del 1998 ad un istituto specializzato, ha dimostrato che il 21 per cento degli utenti del servizio gas dichiarava di conoscere la Carta dei servizi ma solo il 9,6 per cento dichiarava di aver visto o letto la Carta dell'esercente il servizio gas.¹⁴

TAV. 3.20 RIMBORSI AGLI UTENTI PER IL MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI
Anno 1997

	GRANDI ESERCENTI	MEDI ESERCENTI	PICCOLI ESERCENTI	TOTALE
ESERCENTI CON RIMBORSI AUTOMATICI	3	4	6	13
CASI DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	10.707	3.172	386	14.265
NUMERO RICHIESTE PRESENTATE	31	17	183	231
NUMERO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI	1.080	26	131	1.237
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	1.050	13	2	1.065
TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI (lire)	62.565.350	2.927.787	5.492.599	70.985.736
RIMBORSO MEDIO (lire)	57.931	112.607	41.928	57.385

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

La qualità del servizio gas: la sicurezza

Gli indicatori analizzati ai fini della gestione in sicurezza degli impianti di distribuzione del gas sono le percentuali di rete interrata in bassa e in media pressione ispezionata durante il 1997.

Per i grandi esercenti (Tav. 3.21 e Tav. 3.22) risulta superiore la percentuale di rete controllata (37 per cento per la rete di bassa pressione e 68 per cento per la rete di media pressione) rispetto ai medi e piccoli esercenti. Occorre tuttavia considerare che le reti di questi ultimi sono in genere più estese a parità di utenza fornita.

Oltre alla percentuale di rete soggetta a ispezione, per i grandi esercenti si è resa necessaria la richiesta di ulteriori elementi conoscitivi, con particolare riferimento alle modalità di esecuzione delle ispezioni, al fine di rendere più chiara la politica di controllo delle aziende. La percentuale media di rete ispezionata dai grandi esercenti costituisce il risultato di scelte operative che le singole aziende effettuano in termini di quantità e di modalità di esecuzione.

TAV. 3.21 RETE GAS INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE

Anno 1997

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM	METRI DI RETE/ UTENTE	ESTENSIONE RETE CONTROL- -LATA IN KM	PERCENTUALE DI RETE CONTROLLATA
GRANDI	9.027.412	52.584	5,8	19.404	37
MEDI	4.281.511	38.755	9,1	8.627	22
PICCOLI	1.425.901	18.082	12,7	4.288	24
TOTALE	14.734.824	109.421	7,4	32.319	30

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Sotto questo profilo si riscontrano due comportamenti opposti: a fronte di alcuni esercenti che scelgono di sottoporre a ispezione con frequenza periodica tutta la rete (specialmente di media ma anche di bassa pressione), ve ne sono altri che decidono invece di ispezionare solo piccole frazioni di rete, effettuando di norma interventi su segnalazione di fuga da parte di propri addetti o di terzi, o la verifica di tratti di rete a rischio.

TAV. 3.22 RETE GAS INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

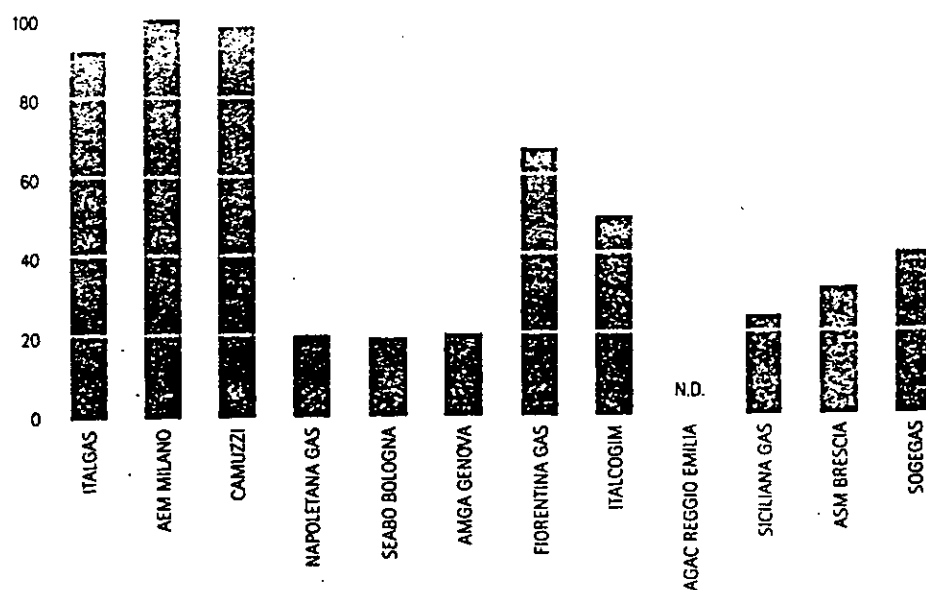
Anno 1997

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM	METRI DI RETE/ UTENTE	ESTENSIONE RETE CONTROL- -LATA IN KM	PERCENTUALE DI RETE CONTROLLATA
GRANDI	9.027.412	26.859	3,0	18.229	68
MEDI	4.281.511	19.131	4,5	6.109	32
PICCOLI	1.425.901	10.516	7,4	3.783	21
TOTALE	14.734.824	56.506	3,8	28.121	50

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Diversa è anche la scelta delle modalità di esecuzione con le quali effettuare le ispezioni: tecnicamente è infatti possibile realizzarle o con strumenti installati su un apposito automezzo, che consente l'ispezione di elevate porzioni di rete nell'unità di tempo su strade percorribili col veicolo, oppure mediante uno strumento portatile, che, a fronte di una minore porzione di rete ispezionabile nello stesso arco di tempo, consente però un controllo integrale. La scelta risulta particolarmente importante per gli esercenti che operano nelle grandi città dove le condizioni di viabilità possono ostacolare l'impiego dell'automezzo. L'indagine ha posto in evidenza che esercenti come Italgas, Aem di Milano, Camuzzi-Gazometri, Seabo, Fiorentina Gas, Asm di Brescia, Ages di Pisa e Gas Rimini, utilizzando l'automezzo per i controlli, raggiungono elevate percentuali di rete ispezionata. Vi sono esercenti come Amga di Genova o Napoletana Gas che ricorrono a strumenti portatili, anche per problemi di accesso con l'automezzo dove la rete è stata posata, riducendo di conseguenza la frazione di rete sottoposta ad ispezione (Fig. 3.3 e Fig. 3.4).

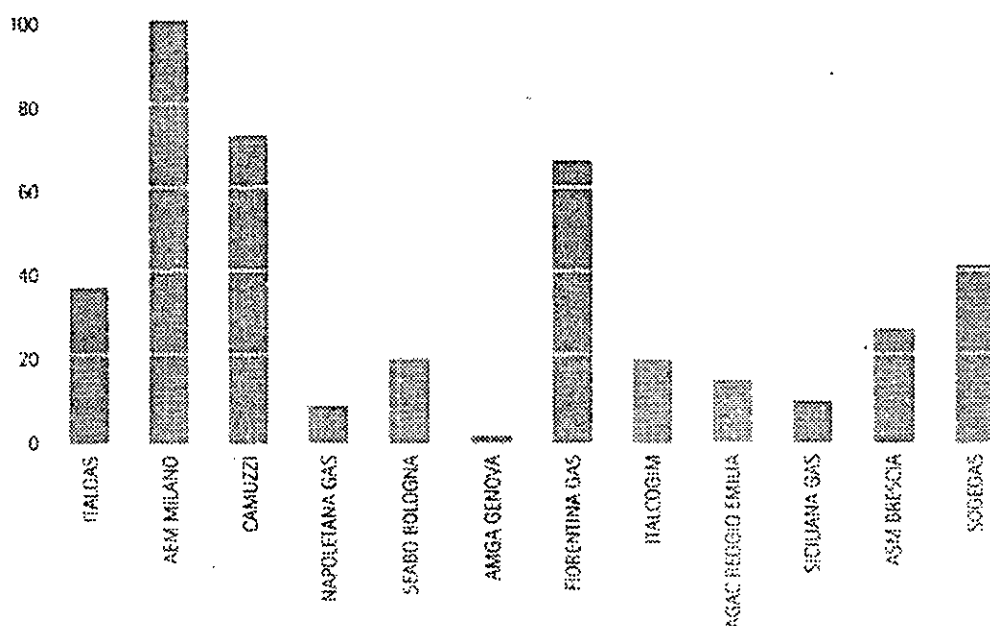
FIG. 3.3 ISPEZIONE DELLE RETI GAS STRADALI DI MEDIA PRESSIONE NEL 1997



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Infine, si riscontrano diverse impostazioni della soglia minima di sensibilità degli strumenti. Ciò lascia aperto il problema di una quantificazione dell'efficacia della ricerca delle dispersioni in presenza di difformità delle soglie di sensibilità adottate. Tale diversità deriva dall'assenza di una normativa tecnica che definisca in modo univoco le modalità di esecuzione dell'ispezione sulla rete interrata, dalla diversa efficienza degli strumenti e degli automezzi utilizzati e dall'adozione di tecnologie diverse caratterizzate da differenti gradi di obsolescenza.

FIG. 34 ISPEZIONE DELLE RETI GAS STRADALI DI BASSA PRESSIONE NEL 1997



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

GLI ASSETTI DEL SERVIZIO

Operatori e infrastrutture di stoccaggio e trasporto

Operatori

Ad eccezione del rilevante incremento dell'Enel Spa, già previsto in base agli accordi di importazione di gas naturale liquefatto algerino, nel 1998 non sono avvenuti spostamenti significativi nelle quote di mercato dei diversi operatori. Nel 1998 le importazioni di Enel dall'Algeria hanno infatti raggiunto i quantitativi a regime, aumentando da 2,4 miliardi di mc a 4,0 miliardi di mc. Questo fattore spiega la relativa stabilità delle cessioni della Snam al settore termoelettrico a fronte di un aumento sostanziale dei consumi complessivi del settore. Seppure di entità limitata, è tuttavia da evidenziare l'incremento significativo, in termini relativi, delle vendite di Edison Gas Spa e altri produttori alle aziende di distribuzione; queste sono cresciute del 17 per cento, a circa 325 milioni di mc. Edison Gas Spa e gli altri operatori indipendenti hanno anche aumentato significativamente le forniture al settore termoelettrico, passando da 1.050 a 1.160 milioni di mc; la loro quota del mercato termoelettrico è tuttavia rimasta essenzialmente invariata al 7,5 per cento delle forniture complessive.

TAV. 3.23 METANODOTTI DI TRASPORTO E RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS IN ITALIA

KM	1996	1997	VAR. %
RETI PRINCIPALI DI TRASPORTO	28.478	29.328	3,0
RETI CITTADINE DI DISTRIBUZIONE	161.819	164.905	1,9

Fonte: Snam

Reti

Nel 1997 le reti di trasporto e di distribuzione primaria ad alta pressione hanno superato i 29 mila km di estensione (di cui 28.100 di proprietà della Snam), mentre le reti di distribuzione cittadina hanno quasi raggiunto i 165.000 km. Entrambi i tipi di rete hanno registrato un'espansione nei confronti dell'anno precedente, rispettivamente del 3 e dell'1,9 per cento (Tav. 3.23). Nel 1998 la rete di distribuzione primaria di proprietà della Snam ha superato i 28.700 km di lunghezza.

Stoccaggi

Negli ultimi anni in Italia gli stoccaggi dell'Eni Spa hanno erogato mediamente 7 miliardi di mc di gas durante l'inverno (in condizioni climatiche medie), pari a circa il 12 per cento dell'intero consumo annuo. La capacità di erogazione massima degli stoccaggi (all'inizio del periodo invernale, quando sono al massimo delle loro capienze) è attualmente di circa 270 milioni di mc al giorno (circa l'80 per cento del più elevato consumo giornaliero invernale, per usi civili, industriali e termoelettrici), ma declina con il progressivo svuotamento nel corso dell'inverno. Gli stoccaggi sotterranei hanno anche una funzione di riserva strategica, per sopperire all'eventualità della temporanea indisponibilità di una fornitura (importazione, produzione nazionale). In Italia gli stoccaggi Eni (dislocati in nove siti) dispongono di circa 15 miliardi di mc di riserva attiva (*working gas*) all'inizio della campagna di erogazione invernale, mentre altri 13 miliardi di mc costituiscono la riserva inattiva (*cushion gas*)¹⁵: la riserva strategica risulta quindi di circa 8 miliardi di mc, equivalente alla fornitura di circa un semestre prevista nel maggiore contratto d'importazione del 1998 (quello dall'Algeria, con 18,8 miliardi di mc nell'arco dell'anno). Queste considerazioni valgono nell'aggregato nazionale e vanno precisate e verificate su base territoriale, tenendo conto fra l'altro anche della effettiva trasportabilità. Ciò in quanto la distribuzione dei siti di stoccaggio non è uniforme sul territorio nazionale. In caso di emergenza di fornitura sono praticabili interventi di *gestione della domanda* sui contratti di fornitura interrompibile e sul consumo per uso termoelettrico.

Tecnologia e organizzazione degli stoccaggi***Stoccaggi sotterranei***

Esistono due specie principali di stoccaggio sotterraneo: in substrato poroso (acquifero, o giacimento esausto) e in cavità o in caverna (in struttura salina impermeabile). In Italia tutti gli stoccaggi sono giacimenti esausti, riconvertiti a tale funzione. Vengono gestiti dall'Eni (divisione Agip) ad eccezione di due piccoli stoccaggi di Edison Gas, attualmente inferiori a 0,2 miliardi di mc.

Stoccaggio con Gnl

Su scala locale, la funzione di stoccaggio di breve periodo (*peak-shaving*) viene anche svolta da impianti di gas naturale liquefatto (per esempio nel Regno Unito e in Argentina). Anche i terminali di sbarco del Gnl costituiscono, con i loro serbatoi, uno stoccaggio di breve periodo (considerando il funzionamento di regime dell'impianto di rigassificazione). Per esempio il terminale di Panigaglia presso La Spezia, con i suoi due serbatoi da 50.000 metri cubi di volume geometrico complessivo, rappresenta una riserva di

quasi 60 milioni di mc di gas, alle condizioni standard di temperatura e di pressione (il rapporto fra i volumi specifici del gas naturale allo stato gassoso e allo stato liquido è di circa 600).

Altre forme di stoccaggio

Nel breve periodo (settimanale, giornaliero, orario) possono svolgere funzione di stoccaggio anche i gasdotti stessi con la variazione della quantità di gas in essi contenuta (in aumento quando le immissioni superano i prelievi, in diminuzione nel caso opposto).

Sempre nel breve periodo, ma su scala locale, svolgono funzione di stoccaggio anche le condotte in media pressione (fino a 5 bar, o fino a 12 bar secondo i casi) che costituiscono il primo livello di riduzione della pressione, nella distribuzione secondaria. Talune aziende, specie all'estero, si sono dotate di strutture specifiche di stoccaggio (in condotta, o in serbatoi) per ottimizzare i loro prelievi rispetto al quadro tariffario di fornitura. Nel Regno Unito, inoltre, sono ancora diffusi in ambito locale i tradizionali gasometri, in funzione di *peak-shaving*.

Il trasporto con gasdotto

Il trasporto del gas naturale a grande distanza avviene principalmente per mezzo di condotte in acciaio, di grande diametro; nelle quali il gas fluisce ad alta pressione. Sono in esercizio condotte di diametro fino a 1,40 m e con pressione fino a 100 bar (in Italia, 1,20 m e 75 bar). Alcuni tratti speciali (attraversamenti sottomarini, collegamenti a stoccaggi) ammettono pressioni ancora superiori. Per esempio l'attraversamento del canale di Sicilia è realizzato con cinque condotte (tre di minore diametro e due nuove condotte di diametro maggiore), con pressioni sino a 200 bar: l'esercizio normale non richiede una pressione così elevata che serve invece, principalmente, al mantenimento della capacità di trasporto anche nel caso di indisponibilità di una delle condotte. Il tratto tedesco del nuovo gasdotto Jamal-Europa impiega condotte da 1,20 m di diametro, con pressione fino a 100 bar.

I sistemi di trasporto vengono dimensionati per le quantità da trasportare, secondo progetti di medio-lungo termine. Generalmente la loro realizzazione avviene nel corso di alcuni anni (il gasdotto algerino, per esempio, ne ha richiesti cinque), con estensioni che corrispondono all'aumento graduale della quantità da trasportare. A regime, la loro capacità di trasporto è generalmente impegnata integralmente, ma con una certa disponibilità in taluni tratti non critici e in taluni periodi. In Europa i gasdotti di trasporto sono di norma progettati con un coefficiente di utilizzazione medio dell'85 per cento, con riferimento a una modulazione annuale a regime.

Negli Stati Uniti, in Canada e nel Regno Unito si riscontrano coefficienti di utilizzazione maggiori. In condizioni concorrenziali la capacità disponibile viene occupata con contratti di trasporto per conto terzi. I gasdotti di trasporto si prestano agevolmente a potenziamenti, attuabili in un arco temporale breve (1-2 anni), con l'installazione di nuove unità di compressione nelle stazioni già esistenti, con la costruzione di nuove stazioni (in siti che generalmente vengono identificati già al momento della pianificazione iniziale) e con la posa di nuove condotte, in parallelo a quelle già posate.

Numerosi gasdotti di trasporto a media distanza, ovvero di distribuzione regionale, vengono utilizzati a pressioni notevolmente inferiori a quelle appena indicate, per ragioni di sicurezza o di opportunità (vicinanza a insediamenti umani, cautele tecniche, vulnerabilità da fattori esterni, come i movimenti franosi, obsolescenza). In essi la pressione non supera generalmente i 50-60 bar. A livello regionale il trasporto del gas naturale si caratterizza per la diffusione sul territorio, generalmente con una struttura reticolare (magliata) che è analoga a quella delle reti di distribuzione (anche a livello locale e cittadino) e che mira alla garanzia della continuità della fornitura, anche nel caso di indisponibilità di una o più tratte.

Il trasporto con nave (Gnl) Il gas naturale viene trasportato anche con navi, dopo averlo ridotto allo stato liquido (Gnl) con successive fasi di raffreddamento, in speciali impianti, fino alla temperatura di circa -160 °C. Il cambiamento di stato (da gas a liquido) è associato a una forte riduzione di volume (circa 600 volte, a pressione atmosferica). Nei terminali di arrivo, il gas allo stato di Gnl viene rigassificato e immesso nel sistema di distribuzione locale, o regionale.

In Italia esiste un unico impianto di ricezione di Gnl, a Panigaglia, con capacità massima di produzione di 11 milioni di mc al giorno, alle condizioni standard (equivalenti all'arrivo ogni tre giorni di una nave di capacità commisurata a quella dei serbatoi). Il gas viene in parte distribuito localmente (Liguria, Garfagnana, Lunigiana) e in parte smistato verso Nord.

La distribuzione primaria del gas: fattori tecnici ed economici

L'elevata complessità tecnica che caratterizza le fasi di trasporto e di distribuzione primaria del gas naturale può costituire un rilevante ostacolo tecnico per i potenziali entranti sul mercato, anche in termini del volume di investimenti necessari per operare sul mercato. Gli investimenti influiscono in modo rilevante sulla formazione dei prezzi, accrescendo le difficoltà per il nuovo entrante di praticare prezzi più bassi rispetto agli operatori già presenti sul mercato.