

rimborso dei costi di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita del gas naturale. Tali costi vengono determinati per la società Snam Spa (di seguito: Snam), che in Italia ha una posizione del tutto prevalente nell'erogazione del servizio di cessione o di fornitura del gas naturale ad alta pressione. Il trasporto in alta pressione e le attività connesse pesano attualmente sulla tariffa amministrata media nazionale per 188 L/mc, a cui si sommano 155,8 L/mc per il costo della materia prima (che l'Autorità aggiorna ogni due mesi), 200 L/mc per il costo di distribuzione e vendita sulle reti locali e 500 L/mc per gli oneri fiscali.

Il margine derivante dal trasporto in alta pressione e dalle attività connesse risulta, nel bilancio della società Snam per l'anno 1998, pari a 123,7 L/mc, e costituisce un valore medio tra i margini relativi al gas naturale destinato alla distribuzione mediante reti urbane (che, come soprarichiamato, è pari a 188 L/mc) e i margini relativi al gas naturale con altre destinazioni (consumi industriali, generazione di elettricità, altri utilizzi e vettoriamento).

L'Autorità, nell'esercizio delle sue funzioni di regolazione e di controllo, viste le norme e le disposizioni vigenti, ritiene inoltre che sia opportuno e urgente adottare un provvedimento affinché:

- a) con riferimento ai prezzi di cessione del gas naturale sottoposti al regime di sorveglianza dei prezzi ai sensi della delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica (di seguito: Cipe) 20 settembre 1974, la negoziazione delle condizioni di fornitura porti alla definizione di prezzi di cessione del gas naturale aderenti ai costi delle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita in alta pressione;
- b) i criteri di indicizzazione dei prezzi di cessione del gas naturale sottoposti al regime di sorveglianza siano resi coerenti con i criteri definiti per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte corrispondente alla componente materia prima, nel servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane.

2 IL QUADRO NORMATIVO

Al fine di chiarire i presupposti giuridici del provvedimento oggetto della presente relazione è necessario ricostruire i lineamenti della disciplina dei prezzi nel settore del gas naturale a seguito della entrata in vigore della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95).

Anteriormente alle disposizioni stabilite con la legge n. 481/95, nel settore del gas naturale vigeva una disciplina in materia di controllo dei prezzi la cui configurazione risultava dalle delibere del Cipe 26 giugno 1974 e 20 settembre 1974.

Le delibere del Cipe prevedono che il gas (industriale, naturale e tecnico) distribuito a mezzo rete per usi domestici, artigianali ed industriali sia sottoposto al regime dei prezzi amministrati e che i prezzi di cessione del gas naturale siano, invece, sottoposti al regime dei prezzi sorvegliati.

La legge n. 481/95 incide su questo ordinamento in due modi.

In primo luogo viene disposto il trasferimento all'Autorità delle attribuzioni sopra richiamate. Tale effetto è, in particolare, prodotto dalle disposizioni contenute nell'articolo 2, comma 14, della legge n. 481/95 in forza del quale devono intendersi trasferite all'Autorità tutte le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubbliche, anche a ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni, e nell'articolo 3, comma 1, della medesima legge in forza del quale sono trasferite all'Autorità le funzioni in materia di energia elettrica e gas attribuite dall'articolo 5, comma 2, lettera b), del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

In secondo luogo l'Autorità viene investita di specifiche ed innovative attribuzioni in materia di tariffe nei settori dell'energia elettrica e del gas, attraverso il cui esercizio verrà definita la riforma dell'ordinamento tariffario del settore del gas con particolare riferimento alle attività di trasporto e di distribuzione.

Tali attribuzioni sono in particolare definite:

- dall'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95 in forza del quale l'Autorità ha il potere di definire: "le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti ove previsti dalla normativa vigente.";
- dall'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, in forza del quale l'Autorità viene investita della funzione di stabilire e aggiornare la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento stabiliti nella medesima legge

A tale riguardo si ricorda anche che è in atto il processo di attuazione della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale (di seguito: direttiva europea 98/30/CE). In relazione a tale profilo l'articolo 41, comma 1, lettera f), della legge 17 maggio 1999, n. 144 (di seguito: legge n. 144/99) da un lato afferma la salvaguardia delle attribuzioni dell'Autorità come definite dalla legge n. 481/95 e dall'altro stabilisce il principio volto a garantire condizioni trasparenti e non discriminatorie per l'accesso regolato al sistema del gas, e di conseguenza riafferma e consolida l'assetto istituzionale sopra sinteticamente ricostruito.

Dalle notazioni svolte si ricava che, sino al completamento della riforma del settore del gas derivante anche dall'attuazione della direttiva europea 98/30/CE, rimane in vigore il sistema precedente come delineato nelle

richiamate delibere del Cipe rispetto alle quali l'Autorità è chiamata a svolgere le ivi previste funzioni di controllo e amministrazione.

Queste funzioni comprendono anche una potestà di carattere cautelare, come è stato rilevato, da ultimo, dal Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, nella propria sentenza 15 ottobre 1997, n. 2229 in cui si afferma, in sede di valutazione di un ricorso proposto avverso un provvedimento dell'Autorità adottato a parziale modifica di provvedimenti tariffari vigenti nel settore dell'energia elettrica, che: "...la potestà cautelare è connaturale al potere di amministrazione attiva. E quindi spetta all'organo competente indipendentemente da qualsiasi previsione legislativa."

In relazione alla potestà cautelare, si ricorda inoltre che, per quanto riguarda il settore del gas naturale, l'Autorità è già intervenuta con la deliberazione 23 aprile 1998, n. 41/98. Con l'adozione di tale intervento d'urgenza è stato infatti introdotto l'utilizzo di un prezzo di riferimento legato al mercato internazionale che rappresentasse, in maniera coerente, l'evoluzione dei mercati energetici internazionali ai fini dell'adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana.

Entro tale quadro l'Autorità, con riferimento al settore del gas naturale, ha attivato il processo di riforma dell'ordinamento tariffario avviando, con la delibera 23 aprile 1998, n. 40/98 (di seguito: delibera n.40/98), il procedimento per la formazione di un provvedimento in materia di fissazione e aggiornamento, in relazione all'andamento del mercato, delle tariffe del servizio gas come previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95. Nell'ambito del medesimo procedimento è stata adottata la delibera 28 ottobre 1999, n. 164/99, con la quale l'Autorità ha richiesto informazioni e documenti in materia di reti e infrastrutture del gas naturale alla Snam Spa, alla Edison Spa e alla Sgm Spa anche per definire le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti del gas naturale ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95 dopo aver già acquisito alcuni dati e informazioni sul servizio del gas naturale anche ai sensi dell'articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95.

Nello stesso tempo l'Autorità è intervenuta sulla disciplina vigente introducendo talune modifiche.

A questo gruppo di decisioni debbono essere in particolare ricondotte la deliberazione n. 52/99, con la quale l'Autorità ha definito i criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane, e la delibera 11 marzo 1999, n. 29/99 con la quale l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di un provvedimento per la definizione di criteri per la determinazione dei prezzi del gas naturale per i complessi ospedalieri. A seguito di quest'ultima delibera le organizzazioni rappresentative del settore ospedaliero, le associazioni dei soggetti

esercenti il servizio di distribuzione del gas naturale e la Snam hanno rinegoziato tali prezzi.

L'Autorità ha quindi già avviato, e in taluni casi condotto a termine, istruttorie concernenti sia il regime dei prezzi amministrati, sia i prezzi di cessione del gas naturale sottoposti, invece, al regime dei prezzi sorvegliati.

I dati e le informazioni sinora acquisiti dall'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera n.40/98, hanno consentito di valutare che il costo relativo alle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita, comprensivo di un'equa remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale, è inferiore, con riferimento all'anno 1998, al prezzo medio del gas naturale praticato per le medesime attività e che il divario tra i prezzi di cessione del gas naturale per la parte che si riferisce alle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita in alta pressione, relativamente al servizio di distribuzione a mezzo di reti urbane e i relativi costi non è inferiore al dodici per cento.

Mentre era in corso tale istruttoria si è verificato, come si è detto in premessa, un forte incremento dei prezzi sui mercati petroliferi internazionali che ha comportato a partire dai primi mesi del 1999 aumenti del prezzo del petrolio e dei suoi derivati anche sul mercato nazionale.

Tale rialzo dei prezzi sui mercati petroliferi comporta sensibili aumenti delle tariffe del servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane a danno degli interessi degli utenti e dei consumatori.

Di conseguenza la nuova congiuntura comprometterebbe anche l'applicazione dei criteri cui deve rispondere la negoziazione dei prezzi nel regime sottoposto a sorveglianza. Infatti la delibera Cipe 20 settembre 1974 stabilisce che “a questo fine il CIPE sorveglierà affinché i prezzi del metano, preferibilmente concordati con le organizzazioni più rappresentative degli utenti:

- a) rispondano al criterio di una loro evoluzione coerente al quadro degli indirizzi nazionali di politica energetica volti, tra l'altro, ad attenuare le distorsioni fra gli utilizzatori di diverse fonti energetiche;
- b) siano compatibili con le politiche seguite per i prodotti assoggettati alla disciplina amministrativa dei prezzi”.

La situazione descritta rappresenta pertanto, salvo quanto verrà esposto nelle successive parti della presente relazione tecnica, il presupposto fattuale per un intervento d'urgenza sul regime dei prezzi amministrati mediante disposizioni concernenti la modificazione delle tariffe del servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane e sul regime dei prezzi sorvegliati attraverso criteri per la negoziazione dei prezzi di cessione del gas naturale.

Nella presente relazione tecnica vengono illustrati i presupposti su cui l'Autorità intende basare un provvedimento da adottare ai fini della:

- determinazione dei costi riconosciuti del servizio gas, per la parte relativa al servizio di fornitura o di cessione del gas ad alta pressione, che consentano di definire il valore medio della relativa componente delle tariffe del gas naturale distribuito a mezzo reti urbane;
- negoziazione del prezzo di fornitura o di cessione del gas naturale soggetto al regime di sorveglianza, ai sensi della delibera del Cipe 20 settembre 1974.

3 STRUTTURA DEL SERVIZIO GAS NATURALE AD ALTA PRESSIONE

L'organizzazione del servizio di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita del gas fornito a mezzo di reti ad alta pressione (di seguito richiamato come servizio di cessione o di fornitura del gas naturale ad alta pressione o anche più semplicemente come servizio gas ad alta pressione) è oggetto di riforma a seguito dell'esercizio da parte del Governo della delega legislativa prevista dall'articolo 41 della n. 144/99.

Il servizio gas ad alta pressione comprende:

- la fornitura o cessione di gas naturale da parte delle società di trasporto agli esercenti il servizio di distribuzione urbana del gas. Nel 1998 tale attività era svolta, per il 99% dei volumi di gas naturale coinvolti, dalla società Snam e la stessa attività rappresentava circa il 53% delle vendite di gas naturale di questa società;
- la fornitura o cessione di gas naturale al settore industriale e termoelettrico. Nel 1998 l'attività era effettuata per l'81% dalla Snam; tale fornitura rappresentava circa il 47% delle vendite totali di questa società;
- il vettoriamento di gas per conto terzi, effettuato dalla sola Snam. Nel 1998, l'attività rappresentava circa il 10% delle quantità complessivamente trasportate sulle reti ad alta pressione nazionali.

Nel servizio gas ad alta pressione l'attività di trasporto viene effettuata prevalentemente mediante utilizzo di condotte di prima, seconda e terza specie, come definite nel decreto del Ministro degli interni del 24 novembre 1984, caratterizzate da pressioni massime di esercizio superiori a 5 bar. Le attività di stoccaggio, bilanciamento e vendita sono funzionali a quelle di trasporto. Nel 1998 le attività di bilanciamento e stoccaggio erano controllate per il 99% dall'Eni Spa (di seguito: Eni), che ne cedeva i servizi alla società controllata Snam, ricevendone un corrispettivo.

L'elevata e assolutamente prevalente quota di mercato detenuta dalle società del gruppo Eni nel servizio gas ad alta pressione nel corso del 1998 consente di valutare i costi del servizio sulla base dei bilanci delle stesse società. L'analisi del bilancio della Snam permette una stima sufficientemente precisa dei costi sostenuti per le forniture di gas naturale ad alta pressione, poiché le attività della Snam comprendono la quasi totalità delle attività di trasporto del gas naturale ad alta pressione effettuate in Italia, e comprende altresì, tra i costi sostenuti, quelli relativi alle attività di trasporto internazionale e bilanciamento, svolte in massima parte dall'Eni, direttamente o attraverso società collegate. Va, d'altro lato, notato che le condizioni generali di erogazione del servizio gas naturale ad alta pressione sono rimaste immutate nel corso del 1999.

Ai fini della determinazione dei margini riconosciuti per l'attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita, si suddivide nel seguito il fatturato complessivo (di seguito: R) nei tre principali segmenti di mercato sopra indicati:

$$R=R^{MP}+R^A+R^V$$

dove:

- R^{MP} è il fatturato proveniente dal gas acquistato dagli esercenti il servizio di distribuzione a mezzo di reti urbane;
- R^A è il fatturato complessivo relativo alla fornitura agli altri utenti (industriali, termoelettrici ed altri);
- R^V è il fatturato dovuto all'attività di trasporto effettuato per conto terzi come servizio di vettoramento.

4 RIFERIMENTI NELLA DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO DEL SERVIZIO GAS NATURALE AD ALTA PRESSIONE

4.1 Criteri generali di valutazione

Il servizio gas ad alta pressione è costituito da diverse attività che, anche ai sensi della soprarichiamata direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, vengono identificate in trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita di gas. Nella determinazione delle tariffe si considerano le componenti di costo, sia operativo che in conto capitale, associate alle diverse attività.

I dati e le informazioni sui servizi di pubblica utilità nel settore del gas sinora acquisiti dall'Autorità, anche ai sensi dell'articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95, hanno consentito di effettuare una stima dei costi relativi alle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita del

gas ad alta pressione, comprensivi di un'equa remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale.

L'individuazione dei costi riconosciuti per le attività che costituiscono il servizio di cessione del gas naturale ad alta pressione è stata effettuata dall'Autorità in modo integrato, non essendo disponibili informazioni sulla separazione amministrativa e contabile delle attività stesse e dovendosi riferire necessariamente ai dati di bilancio della Snam.

Le valutazioni che seguono si propongono di definire i costi *massimi* che appaiono giustificati sulla base delle informazioni disponibili, in modo da rilevare eventuali discrepanze tra i costi massimi e i costi riconosciuti nell'ambito degli attuali valori tariffari, ovvero degli attuali valori di prezzo per i servizi soggetti a regime di sorveglianza. L'uso di valutazioni prudenziali ed orientate all'individuazione dei costi massimi è giustificata dall'esigenza di porre in evidenza differenze tra i costi riconosciuti ed i costi effettivi, tali da richiedere un intervento urgente di rideterminazione.

Ai fini della determinazione dei costi riconosciuti, l'Autorità fa riferimento ai costi relativi alla gestione caratteristica del servizio di fornitura del gas ad alta pressione. Sono esclusi i costi di natura straordinaria ed i costi afferenti ad attività non direttamente connesse con il servizio gas. Tra queste ultime rientrano, le attività immobiliari e tutte le partecipazioni che non sono strumentali alle forniture di gas ad alta pressione.

Alla formazione dei costi riconosciuti concorrono i costi operativi, segnatamente: i costi sostenuti per acquisti di materiali, i costi delle risorse esterne ed il costo del personale, gli ammortamenti delle immobilizzazioni calcolati secondo criteri tecnico - economici ed una congrua remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale.

I costi che verranno riconosciuti dall'Autorità con successivi provvedimenti potranno risultare diversi da quelli stimati nella presente relazione tecnica, in base a criteri di prudente valutazione. Le differenze attese sono da attribuire all'affinamento delle modalità di calcolo e all'acquisizione di precise e puntuali informazioni sia nel corso delle previste consultazioni per la formazione di provvedimenti riguardanti l'accesso e l'uso regolato del sistema e delle reti di trasporto del gas ad alta pressione, sia in risposta alla richiesta di dati formulata con la soprarichiamata delibera 28 ottobre 1999, n. 164/99.

4.2 *Valutazione del capitale investito*

La valutazione del capitale investito nel servizio gas naturale ad alta pressione si basa su una metodologia di stima di tipo patrimoniale.

Il capitale investito è suddiviso nelle sue due componenti relative alla gestione caratteristica di impresa: capitale circolante netto e attivo immobilizzato.

Il riferimento per la valutazione è dato dai bilanci di esercizio della società Snam per il periodo 1988-1998.

Capitale circolante netto: Il capitale circolante commerciale è determinato, a parità di volume di affari, dalla durata del ciclo finanziario delle operazioni di gestione nelle fasi di acquisto, trasformazione e vendita. La durata del ciclo finanziario è a sua volta funzione della durata delle varie fasi del processo di produzione e delle strategie aziendali in ordine alle condizioni di incasso (rapporti commerciali con i clienti) e di pagamento (rapporti commerciali con i fornitori) relative ai crediti e debiti commerciali dell'attività caratteristica.

L'esigenza di garantire la continuità operativa sul piano commerciale, richiede che venga riconosciuto il valore del capitale circolante netto derivante dalla struttura dei rapporti commerciali in essere. La valutazione del capitale circolante netto, conferma, pertanto, l'importo iscritto a bilancio per l'esercizio 1998, pari a 1.743 miliardi di lire.

Attivo immobilizzato: I mercati internazionali valutano in generale il capitale investito di un'impresa attraverso il metodo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Questa impostazione non può essere utilizzata ai fini della regolamentazione e dei valori tariffari e quindi dei prezzi. Qualora la si utilizzasse si produrrebbe una circolarità dovuta al fatto che le tariffe sarebbero determinate in base ad un valore di capitale investito che dipenderebbe a sua volta dall'andamento dei valori tariffari nel tempo. Per tale motivo, ai fini della regolazione, si interrompe la circolarità tra tariffe e valore del capitale investito e si fa riferimento nella valutazione dell'attivo immobilizzato a metodi di tipo patrimoniale quali il metodo del costo storico rivalutato (valore corrente) oppure il costo di rimpiazzo. Per rispettare i presupposti del presente documento si è proceduto ad una stima del capitale investito utilizzando entrambi i metodi.

Per quanto riguarda il primo metodo ai fini della valutazione degli immobilizzi tecnici (reti e sue strutture, impianti di compressione e rigassificazione) si è provveduto a rivalutare gli "assets" al loro valore corrente. Per quanto riguarda gli altri immobilizzi, è stato riconosciuto il loro valore storico risultante dal bilancio del 1998, poiché le immobilizzazioni tecniche relative all'attività di trasporto rappresentano complessivamente circa il 90% dell'attivo immobilizzato della Snam. Il procedimento seguito nella valutazione è illustrato nell'appendice A.

Sulla base di queste stime il capitale investito nell'attività caratteristica del servizio gas naturale ad alta pressione effettuata dalla società Snam è complessivamente riconosciuto pari a 21.172 miliardi di lire, suddiviso come segue:

Capitale investito	Miliardi di lire
Capitale circolante netto	1.743
Attivo immobilizzato netto a costi correnti	19.429
Capitale investito netto	21.172

La valutazione effettuata con il secondo metodo, vale a dire con il metodo del costo di rimpiazzo, inteso quale livello di spesa minima necessaria per poter acquistare un bene in grado di produrre un flusso di servizi equivalente a quello prodotto dagli “assets” in uso, ha condotto ad una stima degli “assets” tecnici sostanzialmente simile. Nelle stime della presente relazione tecnica si è tuttavia ritenuto preferibile utilizzare il valore di capitale investito risultante dal metodo di rivalutazione del costo storico basato su dati di bilancio, in mancanza di una base informativa più adeguata.

4.3 Rendimento sul capitale investito

Il tasso di rendimento sul capitale investito è determinato in modo da assicurare alle imprese esercenti le risorse necessarie per la copertura degli oneri richiesti per il finanziamento del capitale investito, vale a dire del capitale di rischio e di debito, relativi all’attività di trasporto ad alta pressione del gas. Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell’impresa una remunerazione uguale a quella che essi potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Il riferimento a tassi di rendimento reali è motivato dal fatto che, in un ordinamento tariffario basato sul metodo del *price-cap*, le tariffe sono aggiornate di anno in anno in modo da garantire livelli reali costanti, a meno di obiettivi di recupero di efficienza.

Nel caso del capitale di rischio, il tasso di rendimento ritenuto congruo viene determinato utilizzando il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (di seguito: CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio. Tra le diverse attività che rientrano nel servizio gas naturale ad alta pressione, vi sono livelli di rischio sostanzialmente differenti tra la vendita, che comprende l’approvvigionamento, e il trasporto, lo stoccaggio e la modulazione. Nella determinazione del tasso di rendimento si considera il profilo di rischio medio che caratterizza l’attività integrata.

Nel caso dell’indebitamento, si fa riferimento alle attuali condizioni di costo, in termini reali, del servizio del debito per le imprese del settore

gas. Tale costo è corretto per tenere conto del regime fiscale in vigore in Italia, in cui gli oneri finanziari sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta sul reddito.

L'applicazione del CAPM è illustrata nell'appendice B. Il livello del costo medio ponderato del capitale (WACC) è aumentato per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa, tenendo conto dell'effetto complessivo dell'aliquota fiscale pagata sull'utile prima delle imposte. Nell'attuale regime fiscale, il livello dell'aliquota fiscale sull'utile ante imposte risulta diverso rispetto all'aliquota utilizzata per la determinazione dello scudo fiscale degli oneri finanziari, in quanto gli stessi oneri non sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive (Irap).

Sulla base dei parametri stimati il tasso reale di remunerazione del capitale investito relativo alla gestione caratteristica, corretto per tenere conto della fiscalità (WACC prima delle imposte), è compreso tra l'8,4% ed il 9,7%, dove i due valori riflettono le diverse ipotesi di rapporto di indebitamento.

4.4 Costi operativi e ammortamenti riconosciuti

Ai fini del riconoscimento dei costi operativi, viene fatto riferimento ai costi effettivamente sostenuti dall'impresa esercente, tenuto conto della continuità operativa nelle attività del servizio gas naturale ad alta pressione.

I costi operativi comprendono tutte le spese operative e di carattere generale direttamente ed indirettamente attribuibili all'attività di trasporto e vendita del gas naturale.

Nella tabella seguente sono riportati i costi operativi risultanti dal bilancio della società Snam per l'anno 1998. Per quanto riguarda il costo del personale, che come risulta dal bilancio è pari a 414 miliardi di lire, viene riconosciuto un valore rettificato sulla base dei costi di lavoro capitalizzati in diminuzione di 53,5 miliardi di lire. I costi di materiali diversi e beni di consumo sono pari a 71,0 miliardi di lire, al netto di capitalizzazioni per un valore pari a 16,22 miliardi di lire. Nella voce "rimanenze accantonamenti e oneri diversi di gestione" vengono escluse dagli oneri diversi di gestione le imposte ai fini dell'Ici, poichè tali imposte sono relative prevalentemente alle attività immobiliari.

COSTI OPERATIVI E AMMORTAMENTI RICONOSCIUTI	
Spese per il personale	360,5
Costi di materiali diversi e beni di consumo	71,0
Godimento di beni terzi	63,2

Rimanenze e accantonamenti per oneri diversi di gestione	83,9
Costo dei servizi	1.002,6
Servizi di stoccaggio e bilanciamento	899,1
Totale costi operativi	2.480,4
Ammortamento di beni immateriali	16,6
Ammortamento di beni materiali	812,7
Totale ammortamenti	829,3

Nella voce costo dei servizi vengono dedotti ed evidenziati separatamente, i costi di bilanciamento e stoccaggio corrisposti dalla Snam alla divisione Agip dell'Eni in misura pari a 899,1 miliardi di lire. Nella voce costo dei servizi è stata anche apportata una rettifica che considera lo storno di parte del costo del trasporto internazionale, pari a 280 miliardi di lire, già compresi nella quota sottoposta ad indicizzazione ai sensi della deliberazione n. 52/99 dell'Autorità.

Per quanto riguarda gli ammortamenti riconosciuti per le condotte dorsali, le derivazioni e gli allacciamenti è stato riconosciuto un ammortamento economico-tecnico sulla base di un periodo di vita utile degli *assets* di 40 anni. Per le centrali di compressione la durata di vita utile ipotizzata è di 20 anni.

Per quanto riguarda le altre immobilizzazioni materiali da bilancio viene riconosciuto il valore risultante dal bilancio della Snam al 31 dicembre 1998. Alla stessa stregua viene riconosciuto l'ammortamento dal bilancio per le immobilizzazioni immateriali.

4.5 Altri costi riconosciuti della cessione del gas naturale ad alta pressione

L'attività di cessione del gas naturale comporta per l'operatore integrato elementi di rischio finanziario e commerciale legati alle attività di approvvigionamento e di vendita del gas naturale.

Ai fini della presente valutazione, in via cautelativa e provvisoria, si può stimare un margine commerciale compreso tra 3,9 e 10,9 L/mc di gas trasportato in ragione delle diverse ipotesi di rischio commerciale che possono essere considerate. Tale margine commerciale contiene la remunerazione dei rischi connessi all'attività di approvvigionamento e

vendita che non trova riscontro nella valutazione del capitale investito nell'attività d'impresa.

4.6 Dinamica dei costi riconosciuti

Il costo riconosciuto del servizio gas naturale ad alta pressione, derivante dalla somma delle precedenti componenti, è aggiornato in funzione dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati rilevato dall'Istat e dei recuperi attesi di produttività in modo da riferire i costi all'anno 2000. Indicando con \hat{X} il recupero atteso di produttività su base annuale (espresso in termini percentuali) e con I l'indice dei prezzi al consumo, la formula di aggiornamento annuale del vincolo sui ricavi è:

$$QF_t = QF_{t-1} (1 + I_{t-1} - \hat{X})$$

dove QF_t e QF_{t-1} sono i costi riconosciuti massimi unitari ammessi nel periodo t e $t-1$.

In via cautelativa ed in attesa della valutazione definitiva, che l'Autorità intende effettuare con la determinazione delle tariffe di accesso e di uso del sistema, vale a dire delle reti di trasporto del gas ad alta pressione, il costo riconosciuto per le attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita, per l'anno 2000 è posto uguale a quello calcolato con riferimento al bilancio della Snam del 1998.

4.7 Costo medio delle attività del servizio gas ad alta pressione e criteri di valutazione alternativi

I criteri illustrati e i metodi di calcolo utilizzati consentono di individuare un costo medio per le attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita del gas naturale ad alta pressione, comprensivo di un'equa remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale. Esso risulta certamente inferiore al margine medio relativo alle predette attività risultante dal bilancio della Snam riferito all'anno 1998, che è pari a 123,7 L/mc.

Il metodo per la stima dei costi, illustrato nella presente relazione tecnica, è analogo a quello adottato dall'Autorità per il servizio elettrico e descritto nella "Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato" del 4 agosto 1999 (PROT.AU/99/190).

In alternativa è possibile valutare i costi con altri metodi che di seguito vengono brevemente indicati. Il capitale investito è stimato talvolta ai fini della regolazione sulla base del valore risultante dallo stato patrimoniale, e perciò in generale a valori storici, al netto degli ammortamenti

effettivamente stanziati. In tal caso, si riconosce, di norma, il tasso di rendimento nominale in luogo di quello reale.

In altri casi, allo scopo di privilegiare la valutazione delle imprese data dai mercati azionari, il capitale investito è stimato a partire da valutazioni recenti della capitalizzazione di borsa, ripartendo, se necessario, il valore della società quotata tra le sue controllate non quotate sulla base degli attivi di bilancio.

Questi metodi alternativi presentano tuttavia dei limiti che ne riducono le possibilità applicative. Da una parte, il costo storico risultante dallo stato patrimoniale non fornisce una rappresentazione adeguata del capitale investito nell'impresa, che risulterebbe in tal caso sensibilmente sottostimato. Dall'altra, la valutazione mediante multipli del capitale netto derivanti da società quotate collegate, risente di possibili distorsioni legate alla congiuntura dei mercati mobiliari.

Per quanto riguarda i costi operativi, questi sono talvolta stimati in proporzione al capitale investito, oppure sulla base dei valori di società estere confrontabili, corretti in proporzione ad idonei indicatori dell'attività, quali il numero dei clienti serviti, i volumi trasportati o la lunghezza delle reti di trasporto. Tuttavia, in via cautelativa, i costi operativi utilizzati nel presente documento hanno valori in linea con quelli risultanti dai recenti bilanci della Snam.

5 CRITERI PER LA NEGOZIAZIONE DEI PREZZI DI CESSIONE DEL GAS NATURALE SOGGETTI A REGIME DI SORVEGLIANZA

In considerazione delle differenze riscontrate tra i costi stimati con i criteri illustrati e le corrispondenti componenti dei prezzi del gas naturale fornito "a valle" del servizio ad alta pressione, appare giustificato operare una riduzione dei costi riconosciuti per tale servizio nell'ambito delle tariffe del gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane, e nei valori medi dei prezzi sorvegliati del gas fornito ad utenze servite direttamente in alta pressione, al netto della componente relativa ai costi di approvvigionamento.

La definizione dei prezzi integrati di cessione del gas naturale per i contratti di fornitura sottoposti a regime di sorveglianza, secondo i criteri enunciati e coerentemente con il quadro di riferimento dei costi individuato nel capitolo 4, è lasciata alla negoziazione tra le parti interessate. Tale soluzione è possibile in quanto:

- nelle forniture termoelettriche, i prezzi del gas trovano limitazioni nei livelli dei costi riconosciuti dei combustibili definiti dall'Autorità con la deliberazione 26 giugno 1997 n. 70/97 e successivi adeguamenti, nonché nell'effettiva concorrenza con altri combustibili, ad eccezione di una piccola quota di centrali termoelettriche;

- nelle forniture industriali, i prezzi sono determinati per mezzo di contrattazione bilaterale tra i rappresentanti dei consumatori e la Snam, principale soggetto offerente, e potranno essere rinegoziati anche alla luce dei costi del servizio definiti nella presente relazione;
- per entrambe le forniture la liberalizzazione del mercato che deriverà dalla delega prevista dalla legge n. 144/99 potrà apportare consistenti benefici a consumatori e utenti.

L'Autorità segnala alle parti interessate l'esistenza di una significativa differenza tra i costi medi del servizio ed i prezzi e ravvisa l'opportunità che si proceda ad una nuova negoziazione dei contratti di cessione sulla base dei criteri di aderenza ai costi, delineati nella presente relazione tecnica. Le discrepanze rilevate nella presente relazione tecnica determinano, a loro volta, una mancanza di corrispondenza in media tra i prezzi adottati nel 1998 e i criteri definiti dalla delibera del Cipe 20 settembre 1974. Infatti i prezzi adottati nel 1998:

- introducono distorsioni rispetto agli utilizzatori di prodotti petroliferi, che possono avvalersi di condizioni concorrenziali dell'offerta, ed ai clienti idonei del mercato dell'energia elettrica, che possono avvalersi di condizioni dell'offerta tendenzialmente concorrenziali;
- non sono compatibili con i principi seguiti per i prodotti energetici assoggettati alla disciplina amministrativa dei prezzi, quali l'energia elettrica i cui prezzi, a partire dall'1 gennaio 2000, saranno regolamentati dall'Autorità secondo criteri di aderenza ai costi.

In considerazione del carattere indicativo che assumono i criteri cui devono conformarsi i prezzi soggetti a regime di sorveglianza, è opportuno che le parti interessate provvedano a verificare i contratti esistenti, in modo da accertare la coerenza dei prezzi con i costi, tenendo conto delle condizioni di servizio relative a ciascun accordo e contratto di fornitura. L'esito di tali revisioni dovrà essere sottoposto entro un congruo termine di tempo all'Autorità.

Non è invece lasciata alla negoziazione tra le parti la determinazione della quota delle tariffe del gas relativa all'attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita attraverso le reti ad alta pressione destinato agli usi civili. L'Autorità ritiene che fino a quando non si manifesterà un effettivo pluralismo dell'offerta a seguito di un'adeguata apertura del mercato e concorrenza tra diversi operatori, non vi siano alternative efficaci alla definizione dei costi riconosciuti del servizio.

6 STIMA DEL COSTO RICONOSCIUTO DI CESSIONE DEL GAS NATURALE AGLI ESERCENTI IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE A MEZZO DI RETI URBANE E APPLICAZIONE DELLA VARIAZIONE TARIFFARIA

Con riferimento ai ricavi complessivi per la cessione del gas naturale agli esercenti il servizio di distribuzione a mezzo di reti urbane (di seguito: soggetti esercenti) il fatturato annuo R^{MP} è dato dalla sommatoria dei ricavi medi per la vendita di gas naturale \overline{PM} ai soggetti esercenti per i volumi acquistati nell'anno. Nel caso di n aziende di distribuzione con volume annuo V di consumo in metri cubi di gas, il fatturato annuo R^{MP} è dato da:

$$R^{MP} = \sum_i^n PM_i \cdot V_i,$$

dove

- PM_i è il prezzo medio di cessione a ciascun esercente e
- V_i è il volume del gas naturale acquistato nell'anno dall'esercente i -esimo.

Per effetto della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99 una quota parte di PM_i viene periodicamente adeguata con cadenza bimestrale con riferimento ad un indice composito di prezzi petroliferi I_t .

La quota parte di PM_i indicizzata, indicata di seguito come quota energetica QE , è stata determinata, con riferimento al bimestre gennaio-febbraio 1999, in 105,7 L/mc standard per gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento corrispondente a 9200 kcal/mc standard. Per il bimestre novembre-dicembre 1999 tale quota è pari a 155,8 L/mc. Essa corrisponde alla quota del costo del servizio correlata all'andamento del mercato internazionale del gas naturale, comprendendo sia il costo di acquisto del gas da parte delle società che svolgono il trasporto ad alta pressione, sia la parte del costo di trasporto internazionale che risulta correlata al suddetto costo di acquisto.

Il costo medio riconosciuto agli esercenti il servizio, \overline{PM} , è quindi somma di due quote:

$$\overline{PM} = QE + QF,$$

dove QF è la quota transitoriamente riconosciuta agli esercenti il servizio a copertura dei costi relativi alle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita attraverso le reti ad alta pressione. Il valore medio riconosciuto è pari a 188 L/mc, mentre i valori corrisposti sono articolati in funzione del grado di sviluppo K di ciascun esercizio di distribuzione, come previsto nel decreto del Ministro dell'industria, commercio e artigianato 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 300 del 23 dicembre 1996. Il costo medio complessivamente riconosciuto per la fornitura del gas agli esercenti

risulta pari a 293,7 L/mc, con riferimento al bimestre gennaio-febbraio 1999, e a 343,8 L/mc nel bimestre novembre-dicembre 1999.

La copertura del costo complessivamente riconosciuto per il servizio gas naturale ad alta pressione, di cui al precedente capitolo 4, deve essere articolata tra gli utilizzatori di tali attività, seguendo il criterio della responsabilità di costo degli utilizzatori.

Agli utenti di un servizio integrato devono essere imputate tariffe comprensive di tutte le attività, mentre agli utenti del servizio di vettoriamento saranno imputati i soli costi relativi alle attività di trasporto e di bilanciamento. In prospettiva, saranno definite tariffe differenziate per le singole attività, in modo da garantire la trasparenza nell'imputazione dei costi.

In assenza di una precisa separazione tra le diverse attività, si possono adottare i seguenti criteri di attribuzione dei costi complessivi:

a) i costi possono essere attribuiti ai diversi settori secondo le proporzioni attuali. Nell'ambito di un'attività di fornitura integrata, si può ritenere che l'operatore in posizione dominante o di quasi monopolio ripartisca i propri margini tra i diversi settori, e ove possibile tra i diversi consumatori, secondo obiettivi di efficienza, in funzione inversa dell'elasticità della domanda;

b) viceversa i costi possono essere attribuiti mediante criteri che riflettono le caratteristiche di prelievo. Nel caso delle attività di trasporto e stoccaggio il criterio trova applicazione ripartendo i costi di struttura sulla base della responsabilità di costo associata al prelievo di punta.

Quest'ultimo criterio di attribuzione o, in modo equivalente il criterio dei fattori di carico, comporta variabilità a seconda:

- della quota parte dei costi complessivi attribuibili in funzione del dimensionamento del sistema, che può essere compresa tra il 50 e il 90%;
- del fattore di carico medio dei prelievi del settore civile, che è compreso tra 0,22 e 0,33;

Il risultato è che l'incidenza del trasporto e delle attività connesse sulla tariffa amministrata, mediamente pari a 188 L/mc su base nazionale, può essere ridotta ad un importo pari a 165,4 L/mc con una differenza di 22,6 L/mc. Pertanto entrambi i criteri di attribuzione dei costi consentono di accertare, per il servizio di distribuzione a mezzo di reti urbane, un divario non inferiore al 12% tra i prezzi di cessione del gas naturale per la parte che si riferisce alle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita in alta pressione da un lato, ed i relativi costi comprensivi di un'equa remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale, dall'altro lato (essendo 0,12 il rapporto tra i valori di 22,6 e di 188 L/mc).

7. CONCLUSIONI

Le valutazioni e le stime di cui sopra, comportano variazioni in riduzione da introdurre in via urgente e provvisoria, fino a quando l'Autorità non abbia definito un nuovo ordinamento di tariffe e prezzi per il servizio del gas ad alta pressione, a modifica della quota QF. La corrispondente diminuzione della quota proporzionale del gas naturale (indicata come cm) di cui all'articolo 2, comma 2, lettera a), del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996 è pari a 22,6 L/mc.

La riduzione implica una diminuzione delle tariffe del gas naturale con potere calorifico standard (pari a 9200 kcal/mc standard con una tolleranza del $\pm 5\%$) distribuito a mezzo di reti urbane, pari a 23,7 L/mc. La riduzione della suddetta quota proporzionale cm deve infatti essere divisa, ai fini del trasferimento nelle tariffe finali, per il coefficiente del gas non contabilizzato nella fase di distribuzione a mezzo di reti urbane, assunto pari a 0,955.

Per il gas naturale, puro o miscelato, con potere calorifico superiore che si discosti di oltre 5 % in più o in meno rispetto al valore di riferimento assunto uguale a 9200 kcal/mc standard, la riduzione tariffaria è modulata in proporzione al potere calorifico superiore effettivo, sulla base delle ultime misure disponibili.

APPENDICE A VALUTAZIONE DELL'ATTIVO IMMOBILIZZATO CON IL METODO DEI COSTI CORRENTI

La valutazione a valori correnti degli “assets” tecnici della rete della società Snam è basata su:

- dati di bilancio degli anni dal 1988 al 1998 incluso;
- dati degli incrementi patrimoniali per gli stessi anni, forniti dalla Snam nell'incontro del 20 ottobre 1998.

In particolare, una valutazione analitica ha riguardato i seguenti cespiti:

- a) gasdotti condotte dorsali
- b) condotte derivazioni allacciamenti
- c) stazioni di compressione e pompaggio
- d) impianti di rigassificazione del Gnl e serbatoi.

Nel calcolo degli immobilizzi a valori correnti si è proceduto rispettivamente:

- alla ricostruzione del valore lordo contabile all'1 gennaio 1988 degli immobilizzi delle voci b), c) e d) ancora presenti in bilancio al 31 dicembre 1998 e alla rivalutazione di tale valore (in lire 1998) ipotizzando una vetustà massima di 10 anni ed una stratificazione di tali valori costante nel tempo. Il valore lordo contabile è stato ricostruito togliendo dal valore al 31 dicembre 1998 gli incrementi patrimoniali del periodo 1988-1998 forniti dalla Snam;
- alla ricostruzione del valore lordo contabile al 31 dicembre 1990 delle condotte dorsali ancora presenti in bilancio al 31 dicembre 1998. Si è ritenuto, infatti, che per tali condotte il valore lordo contabile al 31 dicembre 1990 possa ben rappresentare il valore corrente a tale data, in quanto successivo ad una rivalutazione per 1.515 miliardi di lire effettuata nel rispetto della legge 29 dicembre 1990 n.408/90 ed in mancanza di dati che permettano di ricostruire la stratificazione nel tempo del costo storico degli immobilizzi precedenti al 31 dicembre 1990 ed ancora in essere al 31 dicembre 1998;
- alla rivalutazione monetaria in base a coefficienti calcolati con riferimento all'indice dei prezzi impliciti del prodotto interno lordo, in modo tale da esprimere a valori correnti (lire 1998) gli incrementi intervenuti nella consistenza delle suddette voci di bilancio nel periodo 1988 – 1997;
- alla ricostruzione del valore del fondo ammortamento tecnico a valori correnti all' 1 gennaio 1988 in base alla vita utile tecnica rispettivamente di 40 anni per le voci a) e b) e di 20 anni per le restanti voci. Per costruire il fondo ammortamento tecnico si è utilizzato, come base iniziale, il valore del fondo ammortamento civilistico all'1 gennaio

1988 opportunamente rettificato in modo da tenere in considerazione il differenziale tra le aliquote civilistico-fiscali e le aliquote tecniche;

- al calcolo dell'ammortamento tecnico sugli immobilizzi lordi al 31 dicembre in base alle aliquote del 2,5% per le voci a) e b) e del 5% per le restanti voci.

Sulla base degli elementi suddetti è stata effettuata una stima del valore degli immobilizzi tecnici netti a valori correnti (lire 1998) della Snam, risultata pari a circa 17.240 miliardi di lire.

Per quanto riguarda la flotta delle navi cisterna si è provveduto a riconoscere il valore lordo di bilancio, pari a 1.215 miliardi di lire.

Per gli altri immobilizzi, pari a circa il 10% del totale in base allo stato patrimoniale del 1998, si è assunto il valore netto contabile, in mancanza di informazioni accurate sulla stratificazione nel tempo dei valori di costo e sul loro stato di obsolescenza. Tra questi sono comprese immobilizzazioni immateriali per 83 miliardi di lire ed immobilizzazioni materiali (attrezzature ed altri beni) per complessivi 891 miliardi di lire.

APPENDICE B CALCOLO DEL TASSO DI RENDIMENTO DEL CAPITALE INVESTITO

Ai fini della determinazione del rendimento sul capitale investito si tiene conto dell'esigenza di remunerare adeguatamente

- il servizio del capitale di debito, ovvero gli oneri finanziari;
- la redditività attesa dai portatori di capitale di rischio.

In altri termini, il rendimento sul capitale investito riflette il costo medio ponderato dei mezzi finanziari di terzi a titolo di debito e quelli forniti a titolo di rischio.

Il costo dell'indebitamento finanziario K_D viene determinato sulla base delle condizioni applicate alla società che svolge attività di trasporto considerando anche le condizioni prevalenti nel mercato finanziario.

Sono considerati eventuali effetti correttivi che potrebbero risultare necessari in relazione al mutato profilo di rischio che può derivare dall'intervento di regolamentazione.

Il costo del capitale di rischio K_E , è stimato in base al metodo *CAPM*, secondo la formula:

$$K_E = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f), \quad (1)$$

dove:

- r_f rappresenta un tasso di riferimento privo di rischio;
- r_m è il rendimento atteso del mercato azionario;
- β rappresenta il coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario;
- $r_m - r_f$ è la differenza tra il tasso privo di rischio e il rendimento atteso del mercato azionario e rappresenta il premio mediamente richiesto dai portatori di capitale di rischio.

Il rendimento sul capitale investito dopo le imposte (*WACC*, *Weighted Average Cost of Capital*) è dato dalla consueta formulazione:

$$WACC = K_E \frac{E}{D + E} + K_D \frac{D}{D + E} (1 - t), \quad (2)$$

dove:

- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_E è il tasso di rendimento del capitale di rischio;

- K_D è il tasso di rendimento sull'indebitamento;
- t è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari

Il WACC rappresenta la media ponderata del costo dei mezzi finanziari di terzi a titolo di rischio e dei mezzi finanziari di terzi a titolo di debito considerando i benefici fiscali derivanti dalla deducibilità degli oneri finanziari, in corrispondenza ad un'aliquota marginale pari a t .

Il livello del costo medio ponderato del capitale è aumentato per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa, tenendo conto dell'effetto complessivo dell'aliquota fiscale pagata sull'utile prima delle imposte.

Di conseguenza il costo medio ponderato del capitale prima delle imposte diventa:

$$WACC = \frac{K_E}{1-t_e} \cdot \frac{E}{D+E} + K_D \cdot \frac{D}{D+E} \cdot (1-t) \quad (3)$$

dove con t_e abbiamo indicato l'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del reddito imponibile dell'impresa ai fini Irpeg ed Irap pari al 41,95% come risulta dal bilancio della Snam del 1998.

Il tasso privo di rischio (r_f) Per quanto riguarda la determinazione del tasso di riferimento privo di rischio l'Autorità si è avvalsa di una metodologia consolidata che prende come riferimento la struttura per scadenza dei tassi di interessi sui titoli emessi dallo stato sovrano. La *duration* di riferimento per la determinazione del tasso privo di rischio è stata quella dei titoli di stato a più lunga scadenza (10-30 anni), poiché la curva dei rendimenti su queste scadenze presenta una maggiore stabilità. Sulla base di queste considerazioni i tassi di riferimento sono stati i rendimenti effettivi sui Btp trentennali con un rendimento nominale effettivo intorno al 5,20%. Questo rendimento è stato successivamente corretto con un incremento di 35 punti base per adeguare il valore percentuale sulla base della volatilità media dei tassi a lunga ottenendo un tasso privo di rischio del 5,55%. Questo comporta un tasso reale del 3,55%, corretto per tenere conto delle previsioni di inflazione (anni 2000-2003) stimata nella misura del 2%.

Il costo del capitale di debito (K_D) La determinazione del costo dei mezzi di terzi K_D ha avuto quale matrice di valutazione le informazioni derivanti da bilancio. Dalle stime effettuate il rendimento del capitale di debito ammonta ad un valore percentuale di 5,8%, ovvero costo percentuale che presenta uno spread sul tasso privo di rischio di 25 punti base.

Considerato l'attuale regime fiscale, l'aliquota sull'utile ante imposte risulta diversa rispetto all'aliquota utilizzata nella determinazione dello scudo fiscale degli oneri finanziari, e ciò è dovuto al fatto che gli oneri finanziari non sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta

regionale sulle attività produttive (Irap). Pertanto a fronte di un costo del debito stimato in 5,8 punti percentuali, il tasso di remunerazione del debito al netto dell'effetto fiscale si ottiene rettificando il tasso in relazione ad un'aliquota per lo scudo fiscale pari al 37% (Irpeg), ottenendo un valore pari 3,654% nominale e di 2,4% in termini reali.

Il costo del capitale di rischio (K_E) La remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per esporsi al rischio sistematico che, essendo correlato con l'andamento del mercato finanziario, non può che essere evitato attraverso un'opportuna politica di diversificazione di portafoglio. Il livello di rischio sistematico dell'attività economica viene evidenziato dal coefficiente β nella formula (1).

Non essendo disponibile una determinazione del coefficiente β della Snam basato su valori di mercato è necessario determinare il rischio sistematico facendo riferimento ai valori di altre società comparabili. Nel caso specifico, inoltre, il rischio sistematico riguarda la remunerazione del capitale di rischio relativo a due attività sottostanti che concorrono a determinare l'attività di distribuzione primaria. Per questa ragione la stima del rischio sistematico è stata effettuata confrontando i valori di altre società, italiane ed europee, suddivise in due campioni: società di trasporto di gas ed elettricità europee e società italiane che svolgono prevalentemente attività di "trading" nel campo dell'energia per le quali esiste un riferimento di mercato. Ai fini di questa valutazione, si stima un coefficiente β pari 0,72. Il calcolo del coefficiente β fa riferimento ad un'aliquota media del 41,95% come risulta dal bilancio 1998.

Il premio per il rischio di mercato è il sovra-rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. In generale, l'evidenza empirica suggerisce che in un mercato concorrenziale il premio atteso per il rischio aumenta in modo proporzionale al variare del coefficiente β . Considerate le finalità dell'intervento dell'Autorità (che ha come obiettivo la determinazione della tariffa del gas distribuito a mezzo di reti urbane) e che il servizio gas ad alta pressione è fornito in regime di quasi monopolio, è ragionevole considerare un premio per il rischio pari ad un 4%.

La formula (1) porta a calcolare una remunerazione nominale sul capitale investito dato da:

$$K_E = 5,55 + 4 * 0,72 = 8,43$$

che in termini reali dà un rendimento pari al 6,43%.

Il rapporto di indebitamento (D/E) La prima ipotesi di rapporto di indebitamento considerata ai fini della determinazione del rendimento sul capitale investito è quella derivante dall'analisi del bilancio della Snam per il 1998. Dallo stesso bilancio emerge che il grado di indebitamento è pari al 38% del capitale investito netto, mentre il peso del capitale di

rischio è pari al 62% dei mezzi finanziari complessivamente investiti nell'attività di distribuzione primaria.

Un'ulteriore ipotesi è quella di considerare il rapporto di indebitamento risultante dalla valutazione del capitale investito netto a valori correnti e attribuendo la differenza rispetto ai valori di bilancio interamente al capitale di rischio. In tal caso il grado di indebitamento risulta pari a circa il 20% del capitale investito netto.

La variabile fiscale Il livello del costo medio ponderato del capitale (WACC) è aumentato per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa, tenendo conto dell'effetto complessivo dell'aliquota fiscale pagata sull'utile prima delle imposte. Nell'attuale regime fiscale, il livello dell'aliquota fiscale sull'utile ante imposte risulta diverso rispetto all'aliquota utilizzata per la determinazione dello scudo fiscale degli oneri finanziari, in quanto gli stessi oneri non sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive (Irap).

Il calcolo dell'aliquota fiscale teorica varia da azienda ad azienda in quanto dipende dal diverso peso di oneri finanziari e costi del personale, vista l'indeducibilità degli stessi ai fini Irap.

L'aliquota teorica determinata dalla Snam nel bilancio per l'anno 1998 sulla base della configurazione del reddito imponibile della stessa ai fini del calcolo Irpeg ed Irap, risulta pari al 41,95%.

La recente introduzione della *Dual Income Tax (DIT)* con il decreto legislativo 18 dicembre 1997, n.466, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n.3 del 5 gennaio 1998, rende necessarie ulteriori considerazioni sulle modalità con le quali viene finanziato il capitale complessivamente investito nell'impresa. La DIT introduce delle agevolazioni per i redditi prodotti da incrementi di capitale di rischio o mediante apporto di liquidità (incrementi patrimoniali a pagamento) o mediante il processo di autofinanziamento (destinazione di utili non distribuiti a riserva).

L'effetto della DIT è quello di ridurre lo scudo fiscale dei mezzi finanziari di terzi rispetto al finanziamento mediante capitale di rischio. Come confermato da studi relativi agli effetti della DIT sulla fiscalità d'impresa (Morgan Stanley Dean Witter, *Italy's Corporate Tax Reform : A Boost for the Equity Market*, January 7, 1998) emerge che per giungere all'aliquota Irpeg del 27% occorre realizzare aumenti di capitale elevati e che un incremento ragionevole dei mezzi propri consente solo piccoli risparmi di imposta.

Si ritiene che la seconda ipotesi sul grado di indebitamento formulata in precedenza (20%) tenga in debita considerazione gli effetti di disincentivazione all'utilizzo della leva finanziaria introdotto dalla DIT.

Il costo medio ponderato del capitale (WACC) Sulla base dei parametri stimati in precedenza il tasso di rendimento reale sul capitale

investito dopo le imposte (WACC real pre-tax) risulta compreso tra il 8,4% e il 9,7%.
