

# **Produttività e redditività nella distribuzione locale di gas naturale in Italia: proprietà, diversificazione e scala operativa**

*Fabrizio ERBETTA, Giovanni FRAQUELLI*



© Hermes

Real Collegio Carlo Alberto  
Via Real Collegio, 30  
10024 Moncalieri (To)  
011 640 27 13 - 642 39 70  
info@hermesricerche.it  
<http://www.hermesricerche.it>

I diritti di riproduzione, di memorizzazione e di adattamento totale o parziale con qualsiasi mezzo (compresi microfilm e copie fotostatiche) sono riservati.

**PRESIDENTE**

Giovanni Fraquelli

**SEGRETARIO**

Cristina Piai

**SEGRETERIA OPERATIVA**

Giovanni Biava

**COMITATO DIRETTIVO**

Giovanni Fraquelli  
Cristina Piai  
Giancarlo Guiati  
Carla Ferrari  
Guido Del Mese  
Mario Rei

**COMITATO SCIENTIFICO**

Roberto Cavallo Perin  
Giovanni Fraquelli  
Luigi Prosperetti  
Paolo Tesauro  
Tiziano Treu  
Marc Ivaldi  
Giovanni Guerra  
Alberto Romano  
Carla Marchese  
Carlo Corona  
Graziella Fornengo  
Carlo Emanuele Gallo

# **Produttività e redditività nella distribuzione locale di gas naturale in Italia: proprietà, diversificazione e scala operativa**

Fabrizio Erbetta  
(*Ceris-CNR*)

Giovanni Fraquelli  
(*Università degli Studi del Piemonte Orientale; Ceris-CNR*)

## *Abstract*

Il lavoro è incentrato sullo studio delle condizioni di produttività e redditività nell'industria della distribuzione di gas naturale in Italia, tra gli anni 1994 e 1999. Il periodo considerato precede l'introduzione del decreto Letta relativo alla liberalizzazione del settore. Le componenti gestionali di efficienza e di costo sono state considerate in un'ottica generale e, successivamente, associate a differenti configurazioni organizzative e strutturali: tipo di proprietà, grado di diversificazione e scala operativa. I risultati mostrano una elevata redditività ma una crescita contenuta della produttività totale. I motivi vanno ricercati adeguatezza della politica di regolamentazione tariffaria. A livello disaggregato la imprese pubbliche e quelle specializzate mostrano i risultati migliori. Una scarsa evidenza è associata alla scala operativa.

The paper focuses on the analysis of the productivity and profitability of the natural gas distribution in Italy between 1994 and 1999. The period covers the years preceding the liberalisation act. The dynamic of efficiency and the characteristics of cost are analysed in a general framework and then associated to various organisational arrangements involving the type of ownership, the degree of diversification and the size. The main results outline a marked profitability but a low growth in the total factor productivity. The reason is to be searched in the price regulation system. More in detail, the public firms and the specialised ones show greater performances than their counterparts. Quite ambiguous influence is exerted by size variable.

**Key words:** Gas utilities, Costs, Productivity growth

**JEL:** D24, L95

# INDICE

<b>1. Introduzione.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Il settore: domanda, offerta e struttura tariffaria.....</b>	<b>4</b>
2.1 <i>Evoluzione della domanda: posizione dell'Italia nel contesto europeo .....</i>	<i>4</i>
2.2 <i>Filiera produttiva.....</i>	<i>5</i>
2.3 <i>Caratteristiche dell'offerta: evoluzione della forma giuridica.....</i>	<i>6</i>
2.4 <i>Regime tariffario.....</i>	<i>7</i>
<b>3. Proprietà, diversificazione e dimensione: alcune evidenze della letteratura.....</b>	<b>8</b>
<b>4. Base dati .....</b>	<b>10</b>
<b>5. Redditività e situazione finanziaria delle imprese.....</b>	<b>11</b>
5.1 <i>Natura dei costi di distribuzione del gas .....</i>	<i>11</i>
5.2 <i>Rendimento del capitale e capacità di autofinanziamento .....</i>	<i>12</i>
5.3 <i>Variabili esplicative della redditività delle vendite .....</i>	<i>14</i>
5.4 <i>Variabilità della redditività e ruolo della dimensione, della proprietà e della diversificazione produttiva.....</i>	<i>16</i>
<b>6. Analisi della produttività.....</b>	<b>17</b>
6.1 <i>Descrizione della metodologia.....</i>	<i>17</i>
6.2 <i>Risultati della verifica empirica.....</i>	<i>19</i>
<b>7. Conclusioni e indicazioni di policy .....</b>	<b>22</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>24</b>

## 1. Introduzione

Il presente lavoro è incentrato sull'analisi delle condizioni di redditività e produttività proprie dell'industria italiana di fornitura di gas naturale, osservata tra gli anni 1994 e 1999, alle soglie del processo di liberalizzazione del settore. In effetti il Decreto Letta (D. lgs. 164/00) innova rispetto al passato, introducendo una serie di norme volte a garantire una maggiore competitività al mercato, tra cui la separazione societaria (*unbundling*) tra distribuzione e vendita, caratterizzate da differente tecnologia e tenore concorrenziale. L'indagine si concentra, pertanto, sulle condizioni di efficienza proprie dell'attività integrata di distribuzione e vendita all'utenza finale. Ulteriori innovazioni normative sono rappresentate dalla regolazione delle modalità di accesso alle fasi caratterizzanti la filiera del gas (gare per l'affidamento del servizio) e dalla segmentazione del mercato (individuazione di "clienti idonei" titolati a scegliere liberamente il fornitore senza limitazioni nell'accesso alla rete).

Lo studio della redditività ed efficienza delle unità produttive nel periodo antecedente la riforma deve essere inquadrato in una specifica chiave di lettura. Infatti, i margini gestionali non sono influenzati dalle politiche di vendita, soggette a regime di regolamentazione tariffaria attraverso un parziale meccanismo di *price-cap*, né dalle politiche di acquisto della materia prima, il cui costo viene trasferito pressoché interamente sulle tariffe finali (*pass-through*). La leva gestionale per l'incremento di efficienza è, quindi, rappresentata dal costo del servizio di distribuzione e vendita.

Il contesto operativo oggetto di osservazione si rivela utile poiché consente di confrontare le differenti condizioni organizzative e strutturali presenti nel settore. In effetti, il mercato del gas, in Italia, si presenta frammentato in una molteplicità di operatori locali (più di 700 nel 2000) dedicati alla gestione della rete e all'erogazione del servizio. La composizione dell'offerta risulta eterogenea data la contemporanea presenza di operatori controllati da capitale pubblico e privato, diversificati e specializzati, attivi su piccola, media e grande scala. La letteratura economica individua nel regime proprietario, nella diversificazione e dimensione aziendale altrettante variabili esplicative della performance sia reddituale sia produttiva.

Il lavoro è così strutturato. Il paragrafo 2 si sofferma sulle caratteristiche del settore, specifiche degli anni analizzati. Il paragrafo 3 fornisce alcune indicazioni teoriche in merito al ruolo di proprietà, diversificazione e scala produttiva. Il paragrafo 4 definisce la base dati. I paragrafi 5 e 6 evidenziano i risultati ottenuti. Infine, il paragrafo 7 chiude il lavoro fornendo anche alcune considerazioni di *policy*.

## 2. Il settore: domanda, offerta e struttura tariffaria

### 2.1 Evoluzione della domanda: posizione dell'Italia nel contesto europeo

L'industria del gas naturale ha assunto a livello europeo un ruolo fondamentale nella copertura del fabbisogno energetico. Secondo dati di fonte Eurogas la quota di gas naturale rispetto al consumo totale di energia primaria, per i 15 Paesi dell'Unione Europea, è risultata pari a 23,8% nel 2001, al secondo posto dopo l'olio combustibile (40,1%). In termini previsionali si stima che tale quota salirà a 25% nel 2010 e 28% nel 2020.

La tabella 1 presenta alcune statistiche riguardanti il grado di sviluppo dell'industria del gas in diversi Paesi europei ad inizio 2002. Il confronto internazionale evidenzia per l'Italia una posizione di assoluto rilievo, con riferimento al numero di clienti, agli occupati ed all'estensione della rete.

Tab. 1 – Elementi strutturali dell'industria del gas in Europa (inizio 2002)

	Numero di clienti (migliaia)		Numero di occupati (migliaia) <sup>(1)</sup>	Rete (km)	
	Domestici	Non domest.		Trasmissione	Distribuzione
AUSTRIA	1260,7	1,5	n.d.	5213	24099
BELGIO	2462,0	100,0	3755	3701	49046
DANIMARCA	326,7	7,4	1300	1439	19243
FINLANDIA	33,4	1,6	345	1000	1280
FRANCIA	10367,2	522,5	28000	34400	165100
GERMANIA	17160,0	740,0	36000	59000	311000
IRLANDA	380,4	14,8	723	1250	7500
<b>ITALIA</b>	<b>14800,0</b>	<b>940,0</b>	<b>30000</b>	<b>30500</b>	<b>190000</b>
LUSSEMBURGO	n.d.	n.d.	180	320	1700
PAESI BASSI	n.d.	n.d.	9500	11600	119000
PORTOGALLO	518,7	15,5	803	960	7936
REGNO UNITO	20768,0	397,0	51700	19005	261765
REPUBBL. CECA	2489,4	159,1	7421	3638	61053
SLOVACCHIA	1372,8	6501,0	6501	6094	21850
SPAGNA	4516,8	89,5	4436	12295	27818
SVEZIA	52,0	3,0	150	530	1900
SVIZZERA	422,0	28,0	1600	2204	13361
EU 15	72652,3	2834,9	167757	182174	1189327

NOTE: (1) Il numero di occupati si riferisce alle fasi della trasmissione e distribuzione.

Fonte: Eurogas

Dal 1996 al 2000, secondo dati di fonte SNAM, il consumo di gas naturale sul territorio nazionale è cresciuto del 25,2%, passando da 56,2 a 70,4 miliardi di metri cubi erogati e giungendo a coprire il 32% dell'intero fabbisogno energetico nazionale. Nel

2001 l'Italia è stata il terzo mercato in Europa in termini di domanda di gas (71 miliardi di metri cubi).

## 2.2 Filiera produttiva

La struttura dell'industria del gas si articola su più fasi integrate. L'approvvigionamento di gas naturale al sistema complessivo avviene tramite produzione interna ed importazione<sup>1</sup>. Nel contesto nazionale il regime d'importazione appare sicuramente la fonte primaria, con un'incidenza sulla disponibilità per il consumo interno pari a 77% nel 2001 (Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, 2002)<sup>2</sup>. Tale situazione rende il sistema tariffario interno particolarmente sensibile alle condizioni contrattuali di importazione, le quali si basano su forniture a lungo termine con definizione iniziale di prezzi e quantità (contratti *take or pay*).

Il trasporto primario di gas consiste nel trasferimento della risorsa dai luoghi di produzione o stoccaggio ai punti di raccordo con la rete a bassa pressione. Esigenze di coordinamento nella fase di modulazione delle quantità immesse in rete (dispacciamento), nonché la presenza di una forte valenza strategica nell'ambito delle politiche energetiche del Paese, caratterizza questa fase produttiva come monopolio naturale, con un ruolo dominante svolto dall'operatore pubblico SNAM.

La fase di trasporto secondario era rappresentato, fino al 2000, dalle attività di distribuzione e vendita, le prime destinate alla gestione delle reti locali ed alla modulazione del passaggio di gas a bassa pressione, la seconda incentrata sulla commercializzazione, allacciamento, misurazione e controllo dell'erogazione. Negli anni compresi tra 1994 e 1999, oggetto della presente analisi, la gestione della fase a valle della filiera comprendeva entrambe le attività. Il recepimento nell'ordinamento nazionale delle direttive comunitarie in merito alla liberalizzazione del mercato del gas, attraverso il D.lgs. 164/00 ha introdotto il principio della separazione societaria tra le fasi di distribuzione e vendita (*unbundling*). Tale scelta di deintegrazione dipende dalla considerazione della diversa tensione competitiva e del diverso impatto tecnologico relativo ai due segmenti. Mentre la gestione delle reti di distribuzione si caratterizza come monopolio naturale locale soggetto alle regole della concorrenza *per* il mercato, la fase di vendita è concepita come attività dall'elevata competitività diretta *sul* mercato

---

<sup>1</sup> Le importazioni italiane provengono principalmente da: Russia, Algeria, Olanda e Nigeria.

<sup>2</sup> Il bilancio dell'energia definisce la disponibilità per il consumo interno come somma algebrica di produzione, importazione, esportazione e variazione delle scorte, al lordo, quindi, della voce consumi e perdite.

(Gobbo *et al.*, 1998). Ne conseguono assetti organizzativi di mercato completamente differenti<sup>3</sup>.

### 2.3 *Caratteristiche dell'offerta: evoluzione della forma giuridica*

L'attività di distribuzione e vendita di gas naturale si configura come servizio di pubblica utilità la cui titolarità è affidata ai comuni, sulla base del R.D. 2578 del 1925, i quali possono scegliere la modalità di gestione tra quelle stabilite per legge. Tale prerogativa ha reso il settore estremamente frazionato, con una struttura dell'offerta articolata su numerosi operatori (742 nel 2000) caratterizzati da forme istituzionali di controllo assai differenti. La legge 142/90 relativa all'ordinamento delle Autonomie locali ha contribuito a definire il quadro delle tipologie giuridiche dei soggetti erogatori. In particolare essa ha determinato una riduzione delle gestioni dirette in economia da parte dei comuni, dei consorzi intercomunali e delle aziende municipalizzate, a favore di nuove forme organizzative quali le aziende speciali comunali e consortili, S.p.A. e S.r.l. a prevalente capitale pubblico locale ed, infine, S.p.A. e S.r.l. private. Questo processo di trasformazione rileva, tuttavia, la presenza di forme improprie di gestione non contemplate esplicitamente dal decreto normativo, ed ereditate dal precedente assetto organizzativo del settore. Tali anomalie sono rappresentate da forme di affidamento del servizio ad aziende speciali non partecipate dal comune affidante e ad altre gestioni in economia.

La legge 142/90 traccia un percorso evolutivo che prevede, inizialmente, la trasformazione delle forme di gestione diretta in aziende speciali comunali o consortili dotate di maggiore autonomia giuridica e patrimoniale. Successivamente, tali strutture organizzative dovrebbero evolvere verso forme societarie di diritto privato a prevalente partecipazione pubblica, fino a giungere alla fase di privatizzazione e di collocamento di una porzione variamente significativa del capitale sociale a soggetti privati. L'art. 35 della finanziaria 2002 ha introdotto un'accelerazione del processo, attraverso l'obbligo di affidamento degli impianti e del servizio di erogazione a società di capitali.

---

<sup>3</sup> Il tema relativo alla separazione gestionale ed amministrativa delle fasi di distribuzione e vendita è stato affrontato dall'art. 35 della legge finanziaria 2002. Il comma 4 prevede il mantenimento, in capo all'Ente locale, della proprietà della rete e degli impianti. Questi ultimi, sono affidati in gestione a società di capitali, con la partecipazione maggioritaria dell'Ente stesso, oppure a imprese idonee, individuate mediante procedure a evidenza pubblica. La titolarità del servizio di erogazione è, invece, assegnata a società di capitali, sia private che pubbliche, tramite procedure di gare. L'art. 13 prevede, invece, esplicitamente la possibilità di conferimento della proprietà della rete e degli impianti degli Enti locali a società di capitali, delle quali Comuni e Province debbono detenere la maggioranza incedibile delle azioni. Tali società potranno, poi, affidare la gestione della rete di loro proprietà.



## 2.4 Regime tariffario

La definizione tariffaria rappresenta uno dei principali aspetti dell'attività di regolamentazione del settore, soprattutto a motivo degli stimoli all'efficienza che ne possono derivare (Roncoroni, 1999; Beccarello, 1998). Il metodo tariffario in vigore fino all'anno 2000 e successivamente sottoposto a revisione è stato definito nelle sue linee generali nel corso della seconda metà degli anni '70. Nel 1993 è stata introdotta nella metodologia di calcolo la regola del *price-cap*.

Le tariffe per il gas distribuito a mezzo rete urbana sono state soggette, fino al 1996, ad interventi normativi da parte del CIP. A partire dal 1° gennaio 1997 la materia della regolazione tariffaria è diventata di competenza dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, sulla base dell'art. 3 della relativa legge costitutiva (Legge 481/95).

L'adeguamento periodico delle tariffe si fondava sul criterio di copertura di un costo stimato, definito costo standard, le cui componenti erano:

- *quota materia prima (QM)*: costo di acquisizione del gas naturale da SNAM. L'aggiornamento di tale componente, con cadenza bimestrale era affidata alla stessa SNAM;
- *quota investimento unitario (QI)*: recupero degli oneri relativi agli investimenti. Il meccanismo forniva una maggiore incentivazione alle imprese con elevato saggio d'investimento e, quindi, caratterizzate da un più rapido rinnovo degli impianti.
- *quota gestione (QG)*: recupero dei costi operativi gestionali. In formule:

$$QG_t^j = \overline{QG}_{93}^j (1 + I - X).$$

Il recupero tariffario per l'anno  $t$  dell'impresa  $j$ -esima è definito dalla capitalizzazione della quota gestione dell'anno 1993, prescelto come base, tramite il tasso d'inflazione  $I$  tra l'anno  $t$  ed il 1993, ma al netto di un recupero stimato di produttività ( $X$ ). Dal momento che  $QG_t^j$  risulta definito esogenamente, le imprese caratterizzate da un incremento di efficienza maggiore di  $X$ , a parità di condizioni, possono beneficiare di un recupero sui ricavi superiore al saggio di crescita dei costi gestionali.

Il fattore di recupero di produttività è proporzionale alla quota gestione per utente calcolata sul periodo precedente  $t-1$  per ogni singolo operatore. A partire dal 1996, il fattore di produttività  $X$  è stato articolato su un range compreso tra un minimo di 0,25 ed un massimo di 3 punti percentuali. Le imprese caratterizzate da quote unitarie di gestione unitarie più elevate venivano penalizzate da un incremento nel fattore di produttività, tale da rendere più contenuto il recupero tariffario. Lo

scopo di tale meccanismo era quello di legare la soglia del fattore  $X$  a considerazioni inerenti il concetto di economia di densità. A parità di utenza, una maggiore concentrazione territoriale può, infatti, indurre a risparmi di costi operativi come testimoniato da numerose verifiche empiriche.

Con la delibera 237/00 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, successivamente modificata ed integrata dalla delibera 122/02 il sistema di determinazione delle tariffe è stato sottoposto ad un graduale adeguamento (Angeli, 2000). Nonostante l'identico orientamento ad un progressivo recupero di efficienza, le principali innovazioni di questo nuovo metodo consistono:

- nella considerazione separata delle componenti di costo attribuibili alle fasi di distribuzione e vendita, in linea con il principio di separazione societaria;
- nella rimodulazione dei tempi di recupero degli oneri per investimenti, ritenuti troppo rapidi;
- nell'utilizzo di confronti cross-sezionali di costi e tariffe secondo una logica di *yardstick competition*.

In sintesi, la nuova normativa si fonda, come la precedente, sul recupero di costi stimati in modo parametrico e separatamente per le due fasi di distribuzione e vendita<sup>4</sup>.

### **3. Proprietà, diversificazione e dimensione: alcune evidenze della letteratura**

Numerosi studi di *corporate governance* si basano sulla convinzione che strutture di governo delle imprese di tipo manageriale, sottoposte alla disciplina di un mercato reso più competitivo, ed assetti proprietari soggetti, anche parzialmente, al controllo di privati garantiscano congiuntamente la riduzione dell'inefficienza operativa, l'incremento della produttività ed il miglioramento dei margini di redditività (Vickers *et al.*, 1988; Hart *et al.*, 1990). Le strutture pubbliche, sono spesso considerate inadeguate a fornire opportuni stimoli all'efficienza a causa di una debole logica imprenditoriale. Il controllo privato, invece, garantirebbe la definizione di un monitoraggio più attento delle condizioni operative e di contratti incentivanti. Questi ultimi risultano finalizzati a regolare il complesso rapporto di agenzia tra proprietà e management, caratterizzato da divergenza di obiettivi ed asimmetrie informative (Bös, 1991; Martin *et al.*, 1998).

Tuttavia, la letteratura sul tema evidenzia argomentazioni contrastanti (Vickers *et al.*, 1988). Il frazionamento della proprietà privata tipico della *public company*, infatti,

---

<sup>4</sup> Per quanto concerne, in particolare, l'attività di distribuzione, caratterizzata da una elevata incidenza di costi fissi per impianti per unità monetaria di ricavo, si prevede esplicitamente il recupero di costi riconosciuti di capitale, che tengano conto congiuntamente dell'ammortamento tecnico dei cespiti e della remunerazione del capitale investito netto (assunto pari a 8,8%).

rende i costi di monitoraggio eccessivamente onerosi per ogni singolo azionista o proprietario, rispetto ai benefici conseguibili (problema del *free-riding*). Pertanto, il grado di partecipazione della compagine proprietaria tende a ridursi quanto più diffuso è l'azionariato. In tale contesto verrebbe inevitabilmente ad indebolirsi ogni forma d'incentivazione diretta al management (Fraquelli *et al.*, 2000).

Il tema dell'esistenza o meno di diritti di proprietà attribuiti a soggetti privati è stato proposto anche per i servizi di pubblica utilità. In sintesi, sembra ragionevole affermare che la ricerca di condizioni operative più efficienti si ricollega alla presenza di capitali privati, ma le istanze di universalità del servizio ne offrono una connotazione strettamente pubblicistica. La presenza di contratti di affidamento vincolanti in termini di estensione e qualità del servizio erogato potrebbe rappresentare una soluzione, per quanto poco attrattiva da un punto di vista strettamente privatistico.

Il tema dell'incidenza sui costi delle differenti configurazioni produttive richiama gli studi relativi alle caratteristiche di diversificazione e dimensione.

Le economie di diversificazione riguardano l'impatto sui costi connessi alla produzione ed erogazione congiunta di due o più servizi. Esse si verificano quando vale la seguente relazione  $C(A+B) < C(A) + C(B)$  dove  $A$  e  $B$  rappresentano gli output di due servizi differenti.

L'analisi delle ricadute sull'onerosità della gestione conseguenti alle politiche di diversificazione/specializzazione non ha raggiunto, tuttavia, soluzioni univoche (Sing, 1987; Hollas, 1990). La valenza strategica delle scelte del modello *multiutility* passa attraverso processi successivi di integrazione verticale ed orizzontale (concentrazione), infrasettoriali ed intersettoriali, e tramite accordi di *partnership* tra società presenti su diverse aree di business. La costituzione di un modello *multiutility* puro si identifica nel controllo e nella gestione congiunta, da parte di un unico soggetto, di una pluralità di servizi (Dell'Acqua *et al.*, 2000).

Le economie di scala si riferiscono al caso in cui i costi di produzione crescono meno che proporzionalmente rispetto all'output (Guldmann, 1985), ovvero quando la funzione di costo risulta sub-additiva:

$$C(Y_1 + Y_2) < C(Y_1) + C(Y_2)$$

in cui  $Y_1$  e  $Y_2$  indicano due dimensioni produttive.

Il rendimento di scala è dato dall'elasticità del costo rispetto all'output, corrispondente al rapporto tra costo marginale ( $MC$ ) e costo medio ( $AC$ ):

$$\varepsilon = \frac{MC}{AC} = \frac{dc/dy}{c/y} = \frac{dc/c}{dy/y}$$

Quando  $\varepsilon < 1$ , l'impresa beneficia della presenza di rendimenti di scala positivi.

Relativamente al mercato italiano del gas, lo studio di Fabbri *et al.* (2000) evidenzia l'assenza di economie di scala, oltre a 100-150 mila abitanti serviti, la quale giustificerebbe la presenza di numerosi competitori dal lato dell'offerta finale. Beccarello (1998) ha sottolineato, tuttavia, la presenza di economie di scala parziali riferite al fattore lavoro. Tale situazione potrebbe essere indicativa di un sovradimensionamento del personale sulle dimensioni medie e piccole e di un conseguente fattore di congestione.

#### 4. Base dati

L'analisi è condotta su un campione costituito da 33 imprese distributrici osservate tra gli anni 1994 e 1999. Il periodo analizzato è antecedente all'introduzione dell'*unbundling* tra distribuzione e vendita e pertanto la base dati risulta composta da operatori integrati nelle due fasi a valle della filiera. Complessivamente, gli operatori considerati rappresentano il 54% del totale dei volumi erogati ed il 47% del mercato in termini di utenti serviti. La composizione del campione rispecchia la struttura eterogenea dell'offerta con riferimento a tipo di proprietà (privata/pubblica), integrazione orizzontale (diversificazione/specializzazione) e dimensione. Circa i 2/3 delle aziende distributrici sono a controllo pubblico, pertanto, nella composizione del campione si è cercato di mantenere tale rapporto di proporzionalità. Dei 33 operatori analizzati, 10 sono società a controllo privato mentre 23 sono aziende pubbliche. Il campione include, inoltre, imprese di piccola (8), media (17) e grande (8) dimensione, nonché imprese diversificate (18) e specializzate (15).

I dati di natura economica e tecnica sono tratti direttamente dai bilanci delle società ed integrati, laddove necessario, tramite richieste alle stesse imprese.

Le voci di costo sono state scomposte ed attribuite ai vari servizi gestiti dalle singole imprese, al fine di pervenire ad una completa standardizzazione delle informazioni di bilancio. Tuttavia, la presenza di alcune imprese *multiutility*, carenti di dati economici disaggregati ha reso indispensabile il ricorso a metodologie di stima dei costi specifici del gas. Il criterio normalmente utilizzato a questo scopo consiste nella suddivisione dei costi sulla base della percentuale di utenti presenti in ciascun servizio<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Anche il nuovo schema di regolamentazione tariffaria individua nel numero di utenti serviti una variabile cruciale per la determinazione parametrica dei costi riconosciuti di gestione.

Per verificare tale approccio sono stati standardizzati i costi di distribuzione sulle imprese per le quali il dato disaggregato era disponibile. Il confronto tra costi stimati e costi effettivi ha confermato l'affidabilità del metodo. Non è stato possibile identificare un metodo analogo ed efficace per la stima delle consistenze patrimoniali riferite al servizio gas.

## **5. Redditività e situazione finanziaria delle imprese**

### *5.1 Natura dei costi di distribuzione del gas*

I costi del servizio di distribuzione sono fortemente condizionati dal costo della materia prima e dal costo del lavoro.

Il costo totale del gas distribuito dipende evidentemente dalle quantità e dal prezzo di acquisto della materia prima dalla SNAM. Nel periodo oggetto di osservazione (1994-1999) i prezzi venivano definiti tramite accordi specifici tra la SNAM e le associazioni dei distributori. La tariffa aveva natura binomia con una quota fissa connessa alla portata oraria richiesta dal distributore e una quota variabile in misura proporzionale ai volumi. Le disposizioni tariffarie del periodo prevedevano un sostanziale trasferimento del costo sull'utente finale e pertanto tale voce non presentava particolari leve gestionali. Le performance delle imprese sono, pertanto, strettamente correlate alle scelte relative al servizio di distribuzione e ai relativi investimenti di capitale.

Le voci più significative del servizio riguardano: la gestione degli impianti (immissione in rete ed erogazione del gas), la conduzione delle reti (manutenzioni, ricerca fughe, pronto intervento), i rapporti con l'utenza (informazioni, sospensione e riattivazione del rapporto di fornitura, qualità, carta dei servizi), il marketing (rapporti con gli enti locali, acquisizione di nuova utenza, promozione di nuovi impieghi del metano), l'amministrazione dell'utenza (lettura contatori, fatturazione, incasso).

Gli investimenti comprendono l'ampliamento delle reti, il mantenimento di quelle esistenti e l'automazione dei processi e dei rapporti con l'utenza. La realizzazione delle opere citate viene di solito condotta tramite appalti esterni e l'apporto della struttura interna consiste essenzialmente nella programmazione, progettazione e controllo delle opere realizzate.

Occorre rilevare che negli ultimi tempi, le possibilità di ottenere ritorni redditizi con l'ampliamento delle reti si sono ridotte sensibilmente e pertanto l'attività di investimento è stata orientata ad un miglioramento funzionale delle strutture esistenti. Particolare attenzione è stata dedicata al miglioramento tecnologico, con l'automazione

degli impianti di pompaggio, il telecontrollo delle pressioni e dei guasti lungo la rete. In parallelo, si è cercato di migliorare il rapporto con la clientela facilitando l'informazione e il dialogo, in presenza di un contemporaneo snellimento delle strutture. Tale indirizzo è stato perseguito introducendo meccanismi di telelettura dei contatori e l'istituzione di call-center dotati di infrastrutture che consentono un dialogo sistematico e costante con l'utenza.

## 5.2 *Rendimento del capitale e capacità di autofinanziamento*

La redditività è stata esaminata calcolando la media degli indicatori delle singole imprese per ogni anno della serie storica. L'analisi è stata condotta con attenzione alla variabilità e ai divari esistenti tra imprese di grande, media e piccola dimensione, proprietà pubblica e privata e tra imprese specializzate e diversificate (*multiutility*).

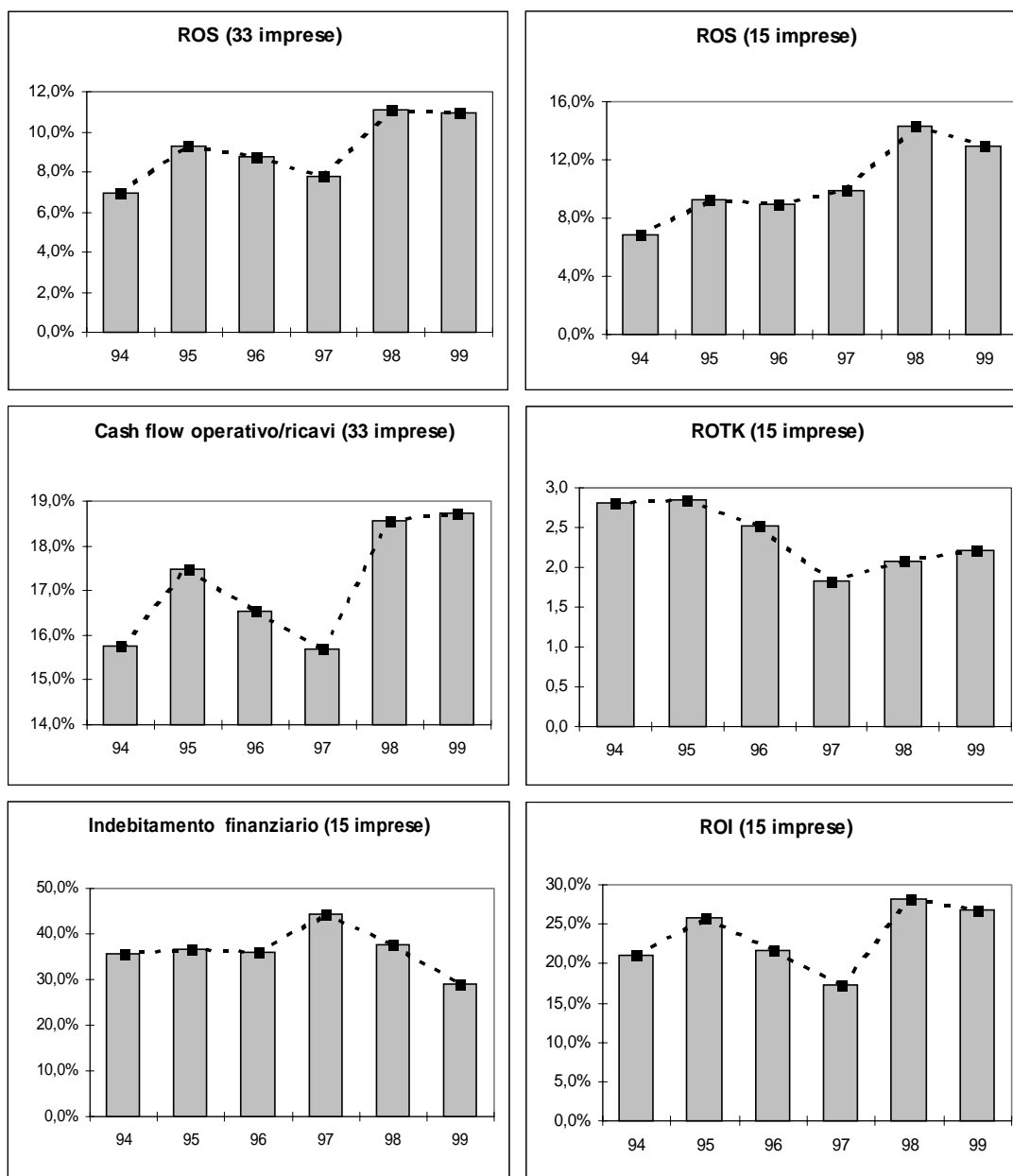
Come si è visto in precedenza, il campione comprende 33 imprese. Molte di queste risultano, però, diversificate e pertanto i dati relativi alle consistenze patrimoniali, utili alla costruzione di alcuni indicatori di redditività, non sono risultate reperibili.

Per superare questo inconveniente, si sono costruiti due campioni, costituiti rispettivamente dal totale delle società (33) e dalle sole imprese specializzate (15), per le quali le consistenze patrimoniali sono, com'è ovvio, riferite al servizio gas.

La figura 1 riporta gli andamenti relativi alla redditività delle vendite (ROS), alla capacità di autofinanziamento (cash flow operativo / fatturato), al rendimento del capitale investito (ROI), alla rotazione del capitale investito (ROTK) e all'indebitamento finanziario (debiti finanziari / capitale netto investito).

In generale, la redditività delle vendite (ROS) pare in netto miglioramento nel tempo, con tassi quasi doppi rispetto a quelli di inizio periodo, dal 6,9% nel 1994 all'11% nel 1999. Occorre notare che il margine sulle vendite relativo al campione di 33 imprese appare sostanzialmente assimilabile a quello del sottocampione di 15 imprese e questo riscontro consente di attribuire affidabilità al campione ristretto. Per quest'ultimo gruppo sono disponibili anche i dati relativi al rendimento del capitale investito.

Fig. 1 – Redditività e indebitamento



Fonte: nostre elaborazioni su panel Ceris-Cnr

Rispetto all'evoluzione del ROS, la crescita dell'indicatore del rendimento del capitale investito (ROI) appare sensibilmente più contenuta (dal 21% nel 1994 al 26,8% nel 1999, con un aumento relativo del 27%). L'esame della rotazione del capitale investito netto (ROTK) offre una interessante chiave interpretativa. L'efficienza nell'uso del capitale (fisso e circolante) si riduce nel tempo con un calo del rapporto tra fatturato e capitale da 2,8 nel 1994 a 2,2 nel 1999.

Tale evoluzione non può essere imputata ad un declino delle vendite, poiché queste ultime presentano un tasso medio di crescita dell'ordine del 5,5%. In effetti, nel

periodo si registra anche una crescita sostenuta del capitale investito e tale processo ha peggiorato l'indicatore. Gli investimenti del periodo sono risultati consistenti e non hanno trovato adeguati ritorni in termini di fatturato. Vi è però una seconda chiave di lettura del fenomeno che appare più convincente. Molte imprese hanno investito in tecnologia e automazione (telecontrollo, telelettura, call-center), con effetti *labour-saving*. Questa ipotesi è confermata da un netto calo dell'incidenza del costo del lavoro sul fatturato (tabella 2). Pertanto, è peggiorata la rotazione del capitale ma sono migliorati i margini sulle vendite.

In merito alla redditività del campione, pare utile soffermarci sulla dimensione assoluta dei tassi. Come si evince dalla figura 1, il ROI oscilla tra il 21 e il 27%. Tali valori sono del tutto anomali rispetto agli altri comparti industriali. Infatti, la trasformazione industriale presenta ROI che oscillano, nel periodo in esame, intorno al 6% (Di Giacomo *et al.*, 2000). Evidentemente, le condizioni di monopolio naturale che caratterizzano il settore e l'assenza, fino agli anni più recenti, di stimoli competitivi, hanno generato ampi margini di guadagno. Tale evoluzione dovrebbe subire un temperamento in seguito ai nuovi meccanismi di *price-cap* e in funzione della maggiore competizione garantita dalla liberalizzazione dell'accesso alle reti e dal contestuale obbligo di vettoriamento del gas.

La consistente redditività del capitale ha generato un flusso rilevante di risorse interne segnalato dalla dinamica del rapporto tra il flusso di cassa operativo e il fatturato. Quest'ultimo si aggira tra il 16 e il 19%, e contribuisce a finanziare gran parte dello sviluppo. Il riscontro è facilmente desumibile dall'osservazione del livello assoluto dell'indebitamento finanziario (debiti finanziari / capitale netto investito) che si aggira intorno al 35-40%. Occorre peraltro notare che negli ultimi tempi tale rapporto è ulteriormente migliorato con un calo dal 36% al 29%.

### 5.3 Variabili esplicative della redditività delle vendite

La tabella 2 riporta la struttura percentuale dei valori del conto economico relativi alla gestione operativa del campione allargato, per gli anni 1994 e 1999. Nella tabella compare anche una struttura percentuale calcolata sul margine lordo di distribuzione, inteso come valore della produzione ascrivibile all'attività di distribuzione in senso stretto. Infatti, il costo della materia prima incide per più del 50% sul valore della produzione e, stanti i meccanismi tariffari *pass-through* del periodo, viene recuperato interamente tramite la tariffa.



Occorre notare che, nei due periodi, il mix dei ricavi e la struttura dei costi appaiono essenzialmente omogenei, con l'eccezione del costo del lavoro e le relative ricadute in termini di redditività. I ricavi sono costituiti essenzialmente dalla vendita del gas e in misura decisamente esigua (1-2%) da voci afferenti corrispettivi per prestazioni e contributi di allacciamento dell'utenza. Le capitalizzazioni concorrono a definire la produzione complessiva, con valori del 8-10% della stessa e sono rappresentate essenzialmente dalla costruzione di impianti con l'apporto delle forze di lavoro interne.

Tab. 2 – Le variabili esplicative della redditività operativa

	1994 %	1994 %	1999 %	1999 %
<b>Ricavi vendita gas</b>	89,2		88,7	
Costruzione interna immobilizzazioni	8,4		10,2	
Altri ricavi	2,3		1,1	
<b>Valore produzione</b>	100,0		100,0	
Costo acquisto gas	52,7		52,7	
<b>Margine Lordo Distribuzione</b>	47,3	100,0	47,3	100,0
Altri materiali e servizi	13,3	32,3	13,6	33,1
<b>Valore Aggiunto</b>	32,0	67,7	31,7	66,9
Costo del lavoro	15,0	31,7	11,9	25,2
<b>Margine Operativo Lordo</b>	17,0	36,0	19,8	41,8
Ammortamenti tecnici	10,7	22,6	10,6	22,4
<b>Margine Operativo Netto</b>	6,3	13,3	9,2	19,4

Fonte: nostre elaborazioni su panel Ceris-Cnr

Come si è visto in precedenza, il costo del gas incide per poco meno del 53% del valore della produzione e la percentuale rimane inalterata nel tempo. In sostanza, stanti i meccanismi tariffari, la voce si comporta quasi come una partita di giro.

Il margine lordo della distribuzione, ottenuto come differenza tra la produzione e il costo di acquisto della materia prima, può essere inteso come il valore destinato a remunerare il servizio di distribuzione. Per giudicare la struttura dei costi pare, dunque, più corretto far riferimento a quest'ultima grandezza. Gli altri materiali e i servizi assorbono circa il 32-33% di tale margine. Si tratta prevalentemente di materiale di consumo, acquisizioni di servizi, locazioni di beni e spese diverse.

L'incidenza del costo del lavoro rispetto alla produzione passa dal 15% nel 1994 all'11,9%, nel 1999, e rispetto al margine della distribuzione, dal 31,7% al 25,2%. In sostanza, si nota un netto miglioramento già anticipato in precedenza e associato alla sostituzione di lavoro con capitale. L'apporto di nuova tecnologia non ha modificato il peso degli ammortamenti (22-23% del margine della distribuzione) ed ha contribuito a salvaguardare le performance reddituali. In effetti, il margine operativo netto, rapportato al valore della produzione, presenta un miglioramento del 46% che vale, peraltro anche

per il confronto con il margine lordo della distribuzione. Come già si è detto, la redditività del capitale investito ha beneficiato solo in parte di tale evoluzione a causa dell'incremento nella dimensione degli immobilizzi tecnici e del conseguente peggioramento dell'indicatore di rotazione.

#### *5.4 Variabilità della redditività e ruolo della dimensione, della proprietà e della diversificazione produttiva*

La discreta numerosità del campione complessivo consente ulteriori riflessioni sulla variabilità interna al campione e sulla natura delle imprese che hanno contribuito al miglioramento.

La tabella 3 consente di verificare la presenza di elevati divari reddituali (ROS), in fase di attenuazione nel tempo. Il divario tra il primo ed il terzo quartile nel 1994 è pari a circa 9 punti percentuali (3,9% contro 12,8%) e persiste nel 1999, sia pure con un ridimensionamento a 6,5 punti percentuali (7,2% contro il 13,7%).

La variabilità segnalata dalla deviazione standard si è sensibilmente attenuata, passando dal 13,1% nel 1994 al 7,4% nel 1999. Tale evoluzione è dovuta al netto recupero delle imprese del primo quartile, con il conseguente addensamento degli indicatori di redditività intorno al valore medio.

La crescita del ROS a livello medio può essere più correttamente qualificata considerando la disaggregazione dei tassi reddituali in funzione della dimensione e della natura proprietaria.

I dati della tabella 3 dimostrano che il miglioramento è ascrivibile alle dimensioni medie e in particolare alle imprese a controllo pubblico. I tassi di redditività del primo gruppo passano dal 4,9% al 10,7% e tale evoluzione è praticamente assimilabile al secondo gruppo, passato dal 5,1% al 10,3%. In sostanza, il miglioramento delle imprese pubbliche traina l'intero comparto e genera un ridimensionamento del divario assoluto tra proprietà pubblica e privata a soli 2 punti percentuali.

I dati della tabella 3 consentono anche di apprezzare l'evoluzione reddituale delle imprese specializzate e di quelle diversificate. I divari reddituali medi del periodo sono contenuti e scarsamente significativi per le imprese multiutility. La specializzazione produttiva, invece, pare presentare vantaggi rispetto alla diversificazione, soprattutto tra gli anni 1997 e 1998, con un progressivo miglioramento di redditività (dal 6,9% al 12,9%) che incrementa a 3,5 punti percentuali il divario rispetto alle diversificate.

Tab. 3 – Variabilità della redditività delle vendite: dimensione, proprietà e diversificazione produttiva

ROS (valori % 34 imprese)												
Anno	media	Dev. Std.	1° quartile	3° quartile	mediana	Grandi	Medie	Piccole	Private	Pubbl.	Divers.	Spec.
94	6,9	13,1	3,9	12,8	9,2	9,0	4,9	9,2	11,1	5,1	7,0	6,9
95	9,3	11,7	5,0	13,7	11,3	11,5	7,2	11,5	13,7	7,4	9,4	9,2
96	8,7	9,1	3,9	12,8	9,4	10,9	7,1	10,0	12,0	7,3	8,5	9,0
97	7,7	8,5	5,1	11,5	7,5	6,4	7,2	10,3	11,0	6,3	6,0	9,9
98	11,1	8,2	6,7	12,9	9,3	9,7	11,5	11,5	12,4	10,5	8,3	14,3
99	11,0	7,4	7,2	13,7	10,0	10,0	10,7	12,5	12,5	10,3	9,4	12,9

Fonte: nostre elaborazioni su panel Ceris-Cnr

## 6. Analisi della produttività

### 6.1 Descrizione della metodologia

L'impostazione metodologica utilizzata per esprimere la variazione di produttività, tra le epoche generiche  $t-1$  e  $t$ , si fonda sull'indice di Törnqvist a media mobile (Fraquelli, 1997). La formulazione generale dell'indice di Törnqvist è la seguente:

$$TFPT_{t,t-1} = \frac{\prod_{j=1}^m (Y_{j,t} / Y_{j,t-1})^{s_j}}{\prod_{i=1}^n (X_{i,t} / X_{i,t-1})^{\phi_i}}$$

in cui i pesi riferiti all'output  $j$ -esimo ( $s_j$ ) e all'input  $i$ -esimo ( $\phi_i$ ) sono ottenuti come medie aritmetiche delle corrispondenti quote di ricavo e di costo desumibili dai conti economici alle epoche  $t$  e  $t-1$ , con i rispettivi sistemi di prezzi. In formule si ha:

$$s_j = \frac{(s_{j,t} + s_{j,t-1})}{2}$$

$$\phi_i = \frac{(\phi_{i,t} + \phi_{i,t-1})}{2}$$

La letteratura sul tema della valutazione dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità presenta un ampio dibattito relativamente alla scelta delle variabili di output ed input maggiormente rappresentative della struttura produttiva. I fattori di produzione normalmente utilizzati sono costituiti dal numero di dipendenti e dai costi operativi sostenuti. A fronte di questi, il volume del servizio è misurato dalle quantità erogate e dal numero di utenze allacciate. L'allocazione della rete di distribuzione risulta alquanto dibattuta. Tale fattore dovrebbe essere considerato, normalmente, come input di capitale (Waddams Price *et al.*, 1996; Hjalmarsson *et al.*, 1992a e 1992b), tuttavia, esso potrebbe

essere interpretato, in termini di output, come un'approssimazione dell'estensione geografica del bacino servito (Edvardsen *et al.*, 2001).

Dal momento che l'unica tipologia di output caratterizzato da un riscontro economico diretto in termini di fatturato è il volume di gas erogato, risulta alquanto difficoltoso assegnare dei pesi medi all'utenza finale ed alla rete distributiva. Pertanto, il presente lavoro si concentra su una struttura di produzione di tipo mono-output, in cui il risultato dell'attività produttiva è colto dal volume dell'erogazione sia civile che industriale, espresso in metri cubi (mc). Le variabili di input utilizzate sono rappresentate dal numero di dipendenti e dai costi operativi di gestione, calcolati come somma dei costi dei materiali (al netto dell'acquisto di gas naturale da SNAM)<sup>6</sup>, dei costi per l'acquisizione di servizi esterni e degli ammortamenti tecnici ordinari. Il costo operativo così ottenuto può essere considerato come costo del servizio di distribuzione.

Poiché la variabile di costo è espressa in termini monetari, si è ritenuto opportuno procedere al deflazionamento della grandezza in questione, attraverso l'indice dei prezzi alla produzione, di fonte ISTAT, per il settore della distribuzione di gas, con base omogenea 1995.

Nonostante l'utilizzo, tra le variabili di input, del numero di dipendenti del servizio gas, il peso assegnato al fattore lavoro è stato determinato considerando la quota del costo per il personale rispetto alla totalità di costi operativi (escluso il costo di acquisto della materia prima).

Tra i costi di gestione, infine, rientra l'onere per il servizio ceduto dal capitale fisico nel corso dei vari esercizi. L'impostazione seguita, quindi, considera il capitale, visto come approssimazione della rete di distribuzione, in qualità di fattore di produzione. Essa è coerente con la natura del conto economico, la quale assume la quota di ammortamento come un costo operativo assimilabile ai rimanenti oneri gestionali.

Al fine di fornire un supporto di robustezza ai risultati ottenuti, la sintesi della dinamica di produttività è stata calcolata con riferimento sia al campione complessivo sia ad un campione ridotto, ottenuto escludendo le unità associate a variazioni complessive di produttività sui 6 anni, rispettivamente superiori e inferiori al 30% e – 30%<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> La scelta di dedurre il costo di acquisto della materia prima dipende dalla ridotta variabilità del prezzo di vendita del gas naturale da parte dell'operatore pubblico SNAM ai distributori. Inoltre, come già precisato, la possibilità offerta dalla normativa in vigore di trasferire il costo del gas acquistato sulle tariffe finali, rende tale componente di costo scarsamente incisiva sulla gestione delle condizioni di efficienza. Si fa, peraltro, notare che il calcolo dei prezzi di acquisto di gas da SNAM ha evidenziato un campo di escursione ridotto tra le varie tipologie di imprese considerate. Tale considerazione vale, in particolare per la suddivisione tra imprese pubbliche e private, le quali, quindi non scontano sul sistema tariffario finale effetti attribuibili a differenti condizioni contrattuali di fornitura.

<sup>7</sup> Il campione ridotto comprende 28 unità, presentando quindi una perdita di 5 osservazioni per singolo anno. Tale restrizione non ha, tuttavia, inficiato la rappresentatività del campione, la quale resta

## 6.2 Risultati della verifica empirica

I dati sintetici di variazione della produttività in ogni singolo anno, rispetto all'anno precedente, ottenuti come medie aritmetiche su tutte le imprese, sono presentati, per entrambi i campioni, nella tabella 4.

Tab. 4 – Indicatori annui di variazione di produttività

	<b>Campione completo</b>	<b>Campione ridotto</b>
1995-94	1.051	1.043
1996-95	1.038	1.028
1997-96	0.954	0.959
1998-97	1.014	0.999
1999-98	0.979	0.984
Var. media annua	0,64%	0,22%
Var. complessiva	3,22%	1,09%

Fonte: nostre elaborazioni su panel Ceris-Cnr

I risultati evidenziano una forte crescita della produttività nel corso del 1995 e del 1996, seguita da una brusca inversione di tendenza a partire dal 1997. In media, la variazione annua risulta piuttosto contenuta e pari a 0,64%, per il campione completo, e 0,22%, per quello ridotto. Conseguentemente, la variazione complessiva su tutti i 6 anni analizzati è pari a 3,22%, nel primo caso, e 1,09%, nel secondo.

La dinamica aggregata delle condizioni di produttività può, tuttavia, sintetizzare trend evolutivi differenti a seconda del raggruppamento considerato. In primo luogo, è possibile sostenere che il tipo di controllo possa agire come meccanismo di incentivazione all'efficienza. Tale affermazione non trova, tuttavia, un consenso unanime nella letteratura empirica e teorica.

La tabella 5 pone in evidenza il confronto tra imprese pubbliche e private, in termini di variazioni annue e di variazione complessiva. Anche in questo caso emerge un processo di crescita della produttività limitato ai primi due anni considerati, in entrambi i raggruppamenti di imprese.

---

largamente significativa con una copertura del 51% del mercato in termini di volumi e del 44% in termini di utenza.

Tab. 5 – Indicatori annui di variazione di produttività per imprese pubbliche e private

	<b>Campione completo</b>		<b>Priv. vs Pubbl.</b>	<b>Diff. %</b>	<b>Campione ridotto</b>	
	<i>Private</i>	<i>Pubbliche</i>			<i>Private</i>	<i>Pubbliche</i>
1995-94	1.080	1.038	Priv	4,3%	1.078	1.032
1996-95	1.067	1.025	Priv	4,2%	1.074	1.010
1997-96	0.884	0.985	Pubbl	10,0%	0.919	0.974
1998-97	0.986	1.026	Pubbl	4,0%	0.963	1.014
1999-98	0.950	0.992	Pubbl	4,2%	0.963	0.992
Var. media annua	-0,93%	1,27%			-0,27%	0,43%
Var. complessiva	-4,58%	6,51%			-1,33%	2,17%

Fonte: nostre elaborazioni su panel Ceris-Cnr

La maggiore crescita della produttività delle imprese private rispetto alle unità sottoposte al controllo degli enti locali e dello Stato appare come elemento solo temporaneo. Dopo il 1996, infatti, la performance migliore appartiene alle imprese del settore pubblico. Il saggio di variazione medio annuo presenta dinamiche di segno opposto tra i due raggruppamenti, a vantaggio delle unità controllate dal capitale pubblico, ed uno scostamento tra i due indicatori superiore ai 2 punti percentuali. Il divario sale a 11 punti se si considerano le variazioni complessive tra 1994 e 1999. Tale risultato trova conferma dall'esame del campione ridotto, anche se gli scostamenti tra le variazioni medie e complessive risulta notevolmente attenuato. Le due colonne centrali della tabella 5 contengono informazioni relativamente alla prevalenza di una delle due categorie considerate, quantificando per ogni singolo anno la misura dello scostamento tra le performance. Il riferimento è al campione completo. Come si può constatare, mentre i primi due anni evidenziano una variazione annua di produttività superiore per le imprese private, con un ordine di scostamento intorno al 4%, nel seguente triennio il risultato migliore è stato ottenuto dalle imprese controllate da enti pubblici, con una differenza significativa, pari al 10%, relativa al 1997.

L'evidenza in oggetto contribuisce a motivare il notevole recupero di redditività delle imprese pubbliche tra 1994 e 1999. In un regime di regolamentazione uniforme delle tariffe per via amministrativa, la crescita contestuale di produttività e redditività sulle vendite è indice di una migliorata capacità di gestione dei costi operativi.

In letteratura si sottolinea il tema dell'integrazione orizzontale tra servizi di pubblica utilità, in particolare con l'attività di erogazione di acqua potabile, come potenziale fonte di economie di diversificazione. Nel presente lavoro si intende dare evidenza alla componente di specializzazione delle imprese osservate, suddividendo il campione in funzione della focalizzazione delle unità su una o più attività. La tabella 6 presenta i risultati ottenuti.

Tab. 6 – Indicatori annui di variazione di produttività per imprese diversificate e specializzate

	Campione completo		Special. vs Divers.	Diff. %	Campione ridotto	
	Divers.	Special.			Divers.	Special.
1995-94	1.039	1.065	Special.	2,6%	1.040	1.052
1996-95	1.011	1.070	Special.	5,9%	1.004	1.066
1997-96	0.956	0.951	Divers.	0,5%	0.951	0.971
1998-97	1.004	1.025	Special.	2,1%	0.997	1.003
1999-98	0.992	0.964	Divers.	2,8%	0.989	0.976
Var. media annua	0,01%	1,37%			-0,42%	1,28%
Var. complessiva	0,05%	7,06%			-2,08%	6,59%

Fonte: nostre elaborazioni su panel Ceris-Cnr

L'analisi evidenzia un indicatore di produttività media annua superiore per le imprese specializzate, a fronte di una sostanziale invarianza per le imprese diversificate. Il giudizio di eterogeneità di comportamento si rafforza se si considerano le variazioni complessive tra primo ed ultimo anno, in particolar modo con riferimento al campione ridotto, in cui la differenza tra i due indicatori supera gli 8 punti percentuali. La scelta di diversificazione non è, quindi, accompagnata da vantaggi in termini di recupero di efficienza. Tale evidenza è coerente con i dati di redditività e di autofinanziamento, dall'analisi dei quali si evince una crescita più accelerata per le imprese orientate su un'unica attività economica. Solo nel 1999 la dinamica di produttività per le imprese diversificate è stata sensibilmente superiore, ma in un contesto di performance decrescenti.

Un'ultima suddivisione riguarda la dimensione delle imprese. L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, nel suo rapporto annuale, definisce come criterio di ripartizione il numero di utenti: imprese di piccola dimensione sono quelle con numerosità di utenza inferiore a 10.000 unità, di grande dimensione quelle operanti con più di 100.000 utenti. L'ambito dimensionale intermedio compreso tra 10.000 e 100.000 utenti è definito come raggruppamento di imprese a media dimensione. Questa suddivisione, pur nella sua arbitrarietà, coglie l'effetto della scala produttiva sulle condizioni di economicità e di produttività. Numerose ricerche evidenziano il ruolo delle economie di scala, senza pervenire, tuttavia, ad una conclusione univoca. Per quanto riguarda l'Italia, la dinamica del costo medio unitario non pare influenzata in maniera significativa dall'effetto di scala. I dati relativi alla disaggregazione delle variazioni annue di produttività a seconda della dimensione aziendale, sono riportati nella tabella 7.

Il campione composto da 33 unità evidenzia una crescita media annua più sostenuta per le imprese di grande dimensione, rispetto alle altre categorie. La performance peggiore appartiene, invece, alle piccole imprese, con un'erosione di

produttività complessiva pari a 2,10%. Tale evidenza non trova, però, conferma dall'analisi del campione ristretto, in cui l'effetto prevalente si riferisce alle imprese operanti su scala ridotta (6,80% su tutti gli anni considerati).

Tab. 7 – Indicatori annui di variazione di produttività per imprese grandi, medie e piccole

	Campione completo			Grande vs Media vs Piccola	Diff. %	Campione ridotto		
	Grande	Media	Piccola			Grande	Media	Piccola
1995-94	1.070	1.036	1.063	grande	2,1%	1.078	1.022	1.058
1996-95	1.049	1.040	1.020	grande	1,9%	1.039	1.032	1.011
1997-96	0.953	0.950	0.963	piccola	1,1%	0.938	0.934	1.029
1998-97	1.018	1.036	0.962	media	4,6%	1.003	1.011	0.973
1999-98	0.988	0.977	0.975	grande	1,2%	0.981	0.979	0.997
Var. media annua	1,48%	0,78%	-0,42%			0,67%	-0,53%	1,32%
Var. complessiva	7,63%	3,98%	-2,10%			3,37%	-2,62%	6,80%

Fonte: nostre elaborazioni su panel Ceris-Cnr

L'alternanza nella prevalenza di una tipologia di imprese rispetto alle altre, nel corso del tempo, induce a ritenere l'effetto legato alla scala dimensionale scarsamente significativo. Una simile conclusione è già stata anticipata dall'osservazione dei dati relativi alla redditività. Mentre le piccole imprese sono caratterizzate da margini operativi sulle vendite, in media, più elevati rispetto alle unità medie e grandi, le imprese di media dimensione mostrano il maggiore saggio di incremento. L'assenza di economie di scala fornisce una giustificazione all'estrema frammentazione dell'offerta e trova conferma nella carenza di riferimenti, nel sistema di definizione tariffaria, di meccanismi legati all'effetto dimensionale.

## 7. Conclusioni e indicazioni di policy

La ricerca realizzata ha inteso esaminare le condizioni di redditività e di produttività su un campione rappresentativo di imprese attive nella fornitura di gas naturale, osservate prima dell'introduzione del D.lgs. 164/00.

Le analisi relative al periodo 1994-1999 presentano risultati di redditività ed efficienza caratterizzati da differente intensità. L'analisi dei conti economici indica un sensibile miglioramento della redditività mentre la dinamica delle componenti reali relativa all'utilizzo dei fattori produttivi segnala una crescita contenuta della produttività totale. Il fenomeno non desterebbe sorpresa se fosse ottenuto in un contesto ove le tariffe finali sono definite dal distributore locale. In realtà, il regime tariffario del periodo, pur soggetto alla regolamentazione amministrativa aggiornata nel 1993 con



l'introduzione di meccanismi di *price-cap*, risulta basata su standard di efficienza assai deboli.

Tale evoluzione presenta implicazioni rilevanti poiché porta ulteriori conferme alle tesi che supportano l'esigenza di meccanismi tariffari gestiti da Autorità competenti e direttamente preposte a tale compito. L'Autorità per l'energia ha assunto competenze in merito a partire dal 1997 e durante il periodo analizzato ha operato per una ricognizione e verifica dell'esistente, tentando di colmare il gap informativo nei confronti degli operatori, al fine di rafforzare la propria autorità decisionale.

Un secondo elemento che pare utile rilevare riguarda la performance positiva delle imprese pubbliche. Nell'ambito dei singoli sottocampioni, nell'ultimo triennio della serie storica considerata, le imprese pubbliche hanno evidenziato risultati decisamente migliori rispetto alle società a controllo privato. La dinamica si è tradotta in variazioni complessive di produttività di segno opposto tra i due raggruppamenti, a vantaggio delle unità soggette al controllo pubblico. In effetti, nel periodo analizzato, hanno avuto luogo parziali aperture al capitale privato che potrebbero aver reso più incisivi gli incentivi verso il management pubblico.

In ultimo, non si possono trascurare i suggerimenti di policy connessi ai risultati relativi alla struttura organizzativa e dimensionale. L'eterogeneità della performance produttiva, tra imprese diversificate e specializzate, ha evidenziato, per queste ultime, un migliore indicatore di produttività media annua. Ciò non deve, tuttavia, indurre ad un giudizio negativo nei confronti delle attività multi-*utility*. Infatti, l'ottica dello studio è rivolta al solo comparto del gas e si trascurano le sinergie connesse alla gestione contemporanea di altri servizi di pubblica utilità. Poiché è noto, comunque, che i sussidi incrociati tra i vari servizi possono condurre a risultati distorti, a fini conoscitivi e di regolamentazione, si conferma l'esigenza di una netta separazione societaria dei differenti servizi.

L'alternanza nella prevalenza delle performance di una tipologia dimensionale rispetto alle altre, nel corso del tempo, induce a considerare poco significativo l'effetto legato alla scala. Tale evidenza si rivela, pertanto, compatibile con la presenza di più operatori locali (effettivi o potenziali). Tale configurazione del mercato potrebbe garantire l'efficienza organizzativa e tecnologica e, nel contempo, un'adeguata concorrenza diretta, nelle vendite, e indiretta, per l'acquisizione delle concessioni o nella definizione di confronti orizzontali del tipo *yardstick competition* tra gli operatori.

## Bibliografia

- Angeli A., 2000, "Verso un nuovo ordinamento tariffario", *Energia blu*, 3, pp. 10-13.
- Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, 2002, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*.
- Beccarello M., 1998, "Price-cap e recupero di produttività: suggerimenti dalla regolazione del settore del gas", *Economia Pubblica*, 4, pp. 5-27.
- Bös D., 1991, *Privatization: a theoretical treatment*, Clarendon Press, Oxford.
- Dell'Acqua A., Gianfrate G., 2000, "Processi innovativi di creazione del valore nelle network industries", in Dallochio M., Romiti S., Vesin G., *Public Utilities. Creazione del valore e nuove strategie*, pp. 161-183, EGEA, Milano.
- Di Giacomo M., Fraquelli G., 2000, "Peso della regolamentazione in Italia ed efficacia degli strumenti di intervento", *L'Industria*, 4, pp. 675-706.
- Edvardsen D.F., Førsund F.R., 2001, "Internation benchmarking of electricity distribution utilities", memoria interna.
- Fabbri P., Fraquelli G., Giandrone R., 2000, "Costs, technology and ownership of gas distribution in Italy", *Managerial and Decision Economics*, 21, pp. 71-81.
- Fraquelli G., 1997, *Elementi di Economia Manageriale. Costi, produttività, investimenti*, UTET Libreria, Torino.
- Fraquelli G., Erbetta F., 2000, "Privatization in Italy: an analysis of factor productivity and technical efficiency", in D. Parker, *Privatization and Corporate Performance*, pp. 537-557, E. Elgar Publishing, Londra.
- Gobbo F., Noce A., 1998, "Il settore del gas naturale: tra monopolio e concorrenza", in Grassini F.A. (a cura di), *La concorrenza nei servizi di pubblica utilità*, pp. 49-97, Il Mulino, Bologna.
- Guldmann J.M., 1985, "Economies of scale and natural monopoly in urban utilities: the case of natural gas distribution", *Geographical Analysis*, 17, pp. 302-317.
- Hart O. D., Moore J., 1990, "Property rights and the nature of the firm", *Journal of Political Economy*, 98, pp. 1119-1158.
- Hjalmarsson L., Veiderpass A., 1992a, "Productivity in Swedish electricity retail distribution", *Scandinavian Journal of Economics* (supplemento), 94, pp. 193-205.
- Hjalmarsson L., Veiderpass A., 1992b, "Efficiency and ownership in Swedish electricity retail distribution", *Journal of Productivity Analysis*, 3, pp. 7-23.
- Hollas D.R., 1990, "Firm and interruptible pricing patterns: public versus private gas distribution utilities", *Southern Economic Journal*, 57, pp. 371-393.
- Martin S., Parker D., 1998, *The impact of privatization: ownership and corporate performance in the UK*, Routledge, Londra.
- Roncoroni E., 1999, "Rapporti settoriali: gas", in Fondazione Rosselli, *I servizi di pubblica utilità in Italia*, pp. 137-174, Guerini e associati, Milano.
- Sing M., 1987, "Are combination gas and electricity utilities multiproduct natural monopolies?", *The Review of Economics and Statistics*, 69 (3), pp. 392-398.
- Vickers J., Yarrow G., 1988, *Privatization: an economic analysis*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Waddams Price C., Weyman-Jones T., 1996, "Malmquist indices of productivity change in the UK gas industry before and after privatization", *Applied Economics*, 28, pp. 29-39.