

CAPITOLO TERZO

EVOLUZIONE DEL CONTESTO COMPETITIVO E STRATEGIE DI SVILUPPO DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

3.1 Introduzione – 3.2 La domanda di gas naturale – 3.3 La filiera produttiva e la struttura del settore – 3.4 Il decreto Letta: la liberalizzazione del settore del gas – 3.5 L'evoluzione del contesto competitivo e le direttrici di sviluppo delle imprese di distribuzione.

3.1 INTRODUZIONE

Il gas naturale, grazie alla sua versatilità di utilizzo, è stato da sempre impiegato come combustibile energetico nei settori industriale, termoelettrico e civile.

Nell'ultimo decennio la domanda di tale fonte energetica ha fatto registrare tassi di crescita significativi sia a livello europeo che a livello di singoli Paesi.

Tale espansione è imputabile in parte alla crescente penetrazione territoriale del servizio nei vari Stati (usi civili), ma soprattutto alla diffusione delle centrali elettriche alimentate a gas naturale che presentano livelli di efficienza molto superiori rispetto alle tradizionali centrali termiche.

La crescente importanza assunta da questa risorsa nel sistema energetico europeo e la scarsità delle riserve dei Paesi membri, richiede una forte attenzione alla continuità ed alla diversificazione degli approvvigionamenti.

L'obiettivo di diminuire i rischi derivanti dalla dipendenza energetica dell'Unione e il perseguimento del principio della libera concorrenza

stabilito dal Trattato di Roma del 1957, hanno promosso un processo di liberalizzazione che ha determinato la riorganizzazione della filiera produttiva.

Il recepimento del processo di liberalizzazione europeo, avvenuto nel nostro Paese con il decreto legislativo 22 maggio 2000, n. 164, ha tracciato un'evoluzione del contesto competitivo delle imprese operanti nella distribuzione e nella vendita di gas naturale.

Da ciò sono scaturite alcune possibili direttrici strategiche per le imprese operanti nel settore che abbiamo analizzato attraverso l'esposizione di alcuni casi aziendali.

3.2 LA DOMANDA DI GAS NATURALE

La domanda energetica di un territorio è connessa alla necessità di soddisfare bisogni sociali della popolazione residente tramite la combinazione di prodotti energetici e beni durevoli.

Tale domanda è caratterizzata da una relativa stabilità nel breve periodo (sia in termini di quantità sia in termini di composizione) e da una moderata elasticità nel lungo periodo. L'offerta troverebbe d'altra parte difficoltà ad un rapido adeguamento a causa delle difficoltà di riconversione degli impianti esistenti e ai lunghi tempi necessari per la creazione di nuove linee di approvvigionamento.

La domanda di energia dell'Unione Europea è aumentata dal 1986 ad un tasso dell' 1-2% all'anno, principalmente a causa degli aumenti dei consumi di elettricità, trasporti e calore delle famiglie e del terziario ⁽¹⁾.

A fronte del crescente fabbisogno, le riserve convenzionali europee rimangono molto limitate e la loro estrazione costosa. Ciò spiega l'elevata dipendenza energetica dell'Unione Europea ⁽²⁾, destinata peraltro a

⁽¹⁾ L'Unione rappresenta il 14-15% del consumo mondiale di energia per appena il 6% della popolazione mondiale.

⁽²⁾ L'Unione Europea è il secondo consumatore mondiale e il primo importatore di prodotti energetici. COMMISSIONE EUROPEA [2000], *Libro Verde. Verso una strategia europea dell'approvvigionamento energetico*.

crescere, secondo le stime della Commissione, passando dall'attuale 50% al 70% nel 2030 ⁽³⁾.

Il gas naturale, scoperto all'inizio degli anni cinquanta e considerato come un prodotto energetico di seconda categoria ⁽⁴⁾ ha assunto, soprattutto negli ultimi dieci anni, una crescente importanza nella copertura del fabbisogno dell'Unione (nel 1998 rappresentava il 22% del totale).

Esso penetra oggi tutti i settori di consumo energetici quali la produzione di elettricità, produzione di calore e trasporti, anche se in misura alquanto diversa nei diversi Paesi Membri (Norvegia, Grecia e Portogallo circa 1% del fabbisogno, Olanda circa 50%, Italia circa 28%). Le differenze nel ruolo del gas nella copertura del fabbisogno energetico nei vari Paesi possono dipendere:

- dalla diversa disponibilità di riserve di tale fonte energetica (es.: Regno Unito e Olanda);
- dalle differenti politiche energetiche nazionali (es.; ampio ricorso al nucleare della Francia);
- dalla relativa competitività del gas naturale rispetto ad altre fonti primarie (es.: carbone in Germania);
- dal grado di maturità del mercato del gas (es.: mercato maturo in Italia, mercato emergente in Norvegia).

L'espansione dei consumi di gas naturale ha oggi un consenso generale nonostante lo scenario alla fine degli anni ottanta fosse profondamente diverso.

I fattori che hanno promosso questo cambiamento sono fondamentalmente due:

⁽³⁾ Tale dipendenza potrebbe rappresentare il 90% per il petrolio, il 70% per il gas naturale e addirittura il 100% per il carbone. Inoltre, l'allargamento dell'Unione non farebbe che rafforzare tale tendenza spingendo le importazioni di petrolio dal 90 al 94% e quelle di gas dal 70 al 90%. COMMISSIONE EUROPEA [2000], Op. cit.

⁽⁴⁾ La produzione di gas è almeno in parte il risultato congiunto dell'estrazione del petrolio.

- l'innovazione tecnologica nella costruzione di centrali elettriche a gas ⁽⁵⁾;
- una diffusa sfiducia verso il nucleare, tecnologia considerata "pericolosa" ⁽⁶⁾.

La domanda di gas naturale, in particolare quella proveniente dalla produzione termoelettrica ⁽⁷⁾, è destinata a crescere a tassi molto elevati nei prossimi anni ⁽⁸⁾. Le previsioni sull'andamento della domanda di energia primaria a livello europeo, evidenziano per i prossimi anni un tasso di crescita del fabbisogno di gas naturale addirittura doppio rispetto a quello degli altri combustibili. Stime Eurogas prevedono che nel 2010 l'incidenza del gas naturale sui consumi totali salirà al 26%.

Tale andamento sembra essere generalizzato a livello comunitario, indipendentemente dal grado di penetrazione del gas naturale nei singoli Paesi.

La rapida crescita della domanda di gas naturale dell'Unione, accanto alla tendenziale riduzione della produzione interna, porterà ad un aggravamento della dipendenza energetica dai Paesi esteri. La quota di consumi coperta dalle importazioni, oggi pari a circa il 40%, potrebbe superare il 60% nel 2020.

⁽⁵⁾ Tale innovazione ha permesso di incrementare notevolmente l'efficienza degli impianti di produzione (rendimenti oltre il 50% contro il 35/40% per carbone e petrolio) e di ridurre le emissioni di sostanze nocive.

⁽⁶⁾ Soprattutto in seguito al disastro di Chernobyl (26 aprile 1986). Nonostante l'orientamento contrario alla fonte nucleare maturato dalla maggior parte degli Stati membri dell'Unione Europea nel corso degli anni '90, il Libro Verde "*Verso una strategia europea dell'approvvigionamento energetico*", varato dalla Commissione Europea il 29 novembre 2000, riapre la porta al suo sfruttamento suggerendo ai Paesi Membri di continuare la ricerca sulle tecnologie di gestione dei residui e sulla loro attuazione pratica in condizioni ottimali di sicurezza.

⁽⁷⁾ "La quota di gas naturale per la produzione di elettricità dovrebbe crescere rapidamente e sostituire parzialmente il carbone ... Entro la fine del decennio, le centrali alimentate con gas naturale dovrebbero assorbire circa i due terzi dell'aumento della domanda (investimento in centrali miste e turbine a gas a ciclo combinato). Nel 2020-2030, estrapolando le tendenze del mercato, circa la metà dell'elettricità dovrebbe essere prodotta a partire dal gas naturale (40%), cioè 45% del gas naturale consumato.

⁽⁸⁾ La Commissione Europea ha tracciato, nel 1996, scenari evolutivi di incremento di 140 miliardi di metri cubi al 2010, da 368 a 510, con un massimo di 200 e un minimo di 100 miliardi di metri cubi. Si stima quindi una crescita del 35%.

CLAUDIO BECAGLI

Anche a livello italiano la progressiva crescita dell'utilizzo del gas naturale viene confermata. Nel corso dell'ultimo decennio il tasso di crescita dei consumi di gas, è stato, in Italia, quasi quattro volte maggiore di quello delle altre fonti energetiche (70% contro 18%), con un incremento medio annuo pari a circa il 5% ⁽⁹⁾. Tale tendenza emerge anche da un confronto tra la composizione della domanda nazionale di fonti energetiche primarie relativa all'anno 1998 e quella relativa al 1999.

TAB. 1 STRUTTURA DELLA DOMANDA ENERGETICA DI FONTI PRIMARIE, ANNI 1998 E 1999

Fonte Energetica	1998 (180 MTEP)	1999 (183 MTEP)
PETROLIO	53,0 %	50,5 %
GAS NATURALE	28,7 %	30,7 %
CARBONE	6,7 %	6,7 %
IDROELETTRICA E RINNOVABILI	11,6 %	12,1 %

Fonte: AIEE

La dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento energetico del nostro Paese, tradizionalmente povero di risorse, ha assunto un livello strutturale di circa l'82% del fabbisogno (1999).

Tale dipendenza riguarda anche il gas naturale, la cui produzione interna, sebbene sia l'unica risorsa esistente in apprezzabile quantità sul territorio nazionale, riesce a coprire appena il 20% del fabbisogno annuo.

Nonostante la forte dipendenza dall'estero, l'utilizzo del gas naturale in Italia risulta essere il più elevato tra i Paesi importatori di gas. Tra i motivi che ne hanno determinato il crescente consumo rientrano:

- l'assenza di impianti esterni di raffinazione e di deposito (fatta eccezione per i terminali di GNL), che hanno permesso di ridurre i problemi di impatto ambientale e di compatibilità sociale;

⁽⁹⁾ Cfr. AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO [1997], *Indagine conoscitiva del settore del gas metano, 1994-1997*.

LE STRATEGIE DI SVILUPPO DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

- il rendimento termico mediamente superiore agli altri combustibili solidi e liquidi;
- le minori emissioni di sostanze nocive, dovute alla sua combustione, rispetto alle altre fonti energetiche;
- la rinuncia al nucleare, quale effetto del referendum popolare della fine degli anni ottanta.

L'impiego di gas naturale è stato da sempre quello di combustibile energetico, nei settori industriale, termoelettrico e civile. Negli ultimi anni si è assistito ad un rallentamento nel tasso di crescita della domanda nel settore civile e in quello industriale. La crescita della domanda per usi termoelettrici, invece, è rimasta sostenuta.

In particolare, tra il 1995 e il 1999 il ricorso al gas naturale per la produzione di elettricità ha subito un notevole incremento passando dal 24% al 42%, cui è corrisposto un decremento della quota relativa ai prodotti petroliferi dal 60% al 38%.

Questa crescita è spiegata in buona parte dalla liberalizzazione dell'attività di generazione di energia elettrica ⁽¹⁰⁾ e dalla diffusione delle centrali elettriche alimentate a gas naturale ⁽¹¹⁾.

TAB. 2 PRODUZIONE TERMOELETTRICA PER FONTI IN ITALIA, ANNI 1995 E 1999

FORTE ENERGETICA	1995	1999
PRODOTTI PETROLIFERI	60 %	38 %
GAS NATURALE	24 %	42 %
CARBONE	12 %	11 %
ALTRI	4 %	9 %

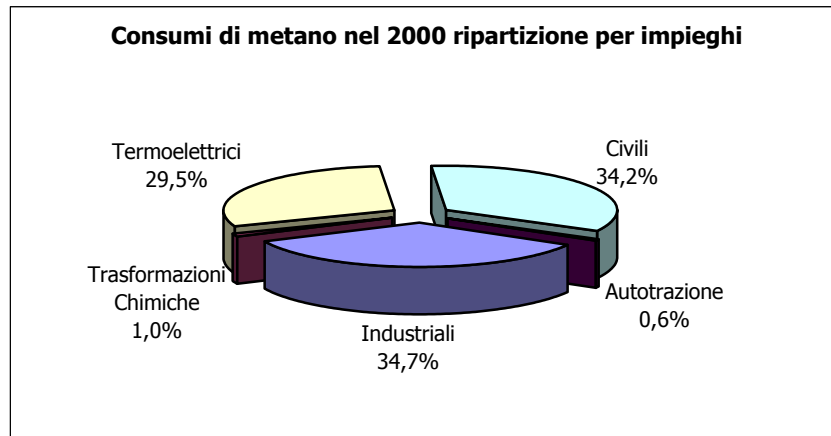
Fonte: AIEE

⁽¹⁰⁾ Liberalizzazione imposta a livello europeo dalla direttiva 96/92/CE, attuata in Italia col D.Lgs. n. 79/99 (c.d. Decreto Bersani).

⁽¹¹⁾ Le nuove tecnologie a ciclo combinato presentano livelli di efficienza superiori del 15% rispetto alle tradizionali centrali termiche. L'uso sempre più massiccio di gas naturale per la generazione di energia elettrica deriverebbe inoltre dall'effetto esercitato sulle scelte dei produttori dalla legislazione nazionale in tema di ambiente e dai limiti alle emissioni da combustibili fossili (Decreto del Ministero dell'Ambiente 8 maggio 1989, in applicazione della direttiva 609/88/CE e Decreto del Ministero dell'Ambiente 12 luglio 1990).

Attualmente i consumi di gas metano per usi civili e industriali si attestano intorno al 35% ciascuno, mentre quelli per usi termoelettrici rappresentano quasi il 30%.

FIG. 1 CONSUMI DI METANO NEL 2000 – RIPARTIZIONE PER IMPIEGHI



Fonte: Autorità per l'energia elettrica ed il gas

Le previsioni per il futuro sono comunque allineate nell'indicare come l'attuale ripartizione dei consumi totali dovrebbe evolvere verso una sostanziale omogeneità dell'incidenza dei tre principali utilizzi finali.

La redistribuzione di gas naturale tra le varie tipologie di consumo in Italia, sebbene sia coerente con le linee di tendenza dell'intera Unione Europea, è stata comunque più intensa che altrove a causa del ritardo con cui nel nostro Paese è stata avviata la metanizzazione dei centri urbani, in particolar modo quelli dell'Italia meridionale.

3.3 LA FILIERA PRODUTTIVA E LA STRUTTURA DEL SETTORE

Dal punto di vista dell'offerta, l'industria del gas naturale può essere descritta come una filiera composta dai seguenti segmenti:

- approvvigionamento;
- trasporto e dispacciamento;
- stoccaggio;
- distribuzione e vendita.

La fase di *approvvigionamento* comprende a sua volta la produzione e l'importazione del gas naturale da altri Paesi.

In Italia il gas naturale viene estratto sia da giacimenti terrestri, sia da giacimenti off-shore, situati sostanzialmente in cinque aree: Val Padana, Mare Adriatico, Mar Ionio, Appennino Meridionale e Sicilia.

Attualmente quasi il 90% della produzione totale proviene da Eni. Il secondo produttore nazionale è Edison Gas, con una quota del 9%. La parte rimanente è appannaggio di altri operatori tra cui Fina, Total e British Gas.

Pur essendo l'unica risorsa energetica esistente in significativa quantità nel nostro Paese, la produzione nazionale ⁽¹²⁾ copre circa il 20% del fabbisogno di gas naturale. La restante parte è soddisfatta attraverso il ricorso alle importazioni da Paesi esteri ⁽¹³⁾, soprattutto extracomunitari ⁽¹⁴⁾.

⁽¹²⁾ Per i prossimi anni è previsto un netto calo della produzione, in particolare di quella del Gruppo Eni: da quasi 18 miliardi di metri cubi estratti nel 1997 a circa 10 miliardi di metri cubi nel 2015.

⁽¹³⁾ L'Italia è il quarto Paese importatore di gas naturale, dopo Stati Uniti, Giappone e Germania.

⁽¹⁴⁾ I maggiori quantitativi di gas naturale importati dall'Italia nel 2000 provengono dall'Algeria (27,7%), dalla Russia (22,0%), dall'Olanda (6,1%) e dalla Nigeria (2,2%).

TAB. 3 APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE IN ITALIA (MILIARDI DI MC)

	1980	1985	1990	1996	1998	1999	2000
IMPORTAZIONI	14.4	19.6	20.9	36.5	42.6	49.5	58.8
PROD. NAZIONALE	13.0	13.6	16.7	20.0	19.8	18.6	16.6
CONSUMI FINALI	27.4	33.2	47.6	56.5	62.4	67.1	69.6

Fonte: Edison Gas, ENI, Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas

L'importazione avviene prevalentemente tramite metanodotti, ma la rilevanza dei volumi domandati ha reso economicamente valido anche il ricorso al gas naturale liquefatto (GNL) ⁽¹⁵⁾.

Pur trattandosi di un'attività formalmente libera, circa l'86% del totale delle importazioni del 2000 sono state realizzate da Snam (Gruppo Eni). Il secondo operatore è Enel s.p.a. con circa l'11%. Seguono Edison e altri con circa il 3% del totale.

Al tempo stesso, Snam è anche proprietaria di tutte le infrastrutture di importazione (compreso il terminale di rigassificazione di Panigaglia (SP)), realizzate in collaborazione con le società del gas dei paesi attraversati.

L'attività di importazione è generalmente regolata da contratti bilaterali di lungo periodo. Questi ultimi possono prevedere penali o pagamenti al fornitore anche senza consegna del gas nel caso in cui non siano rispettati alcuni vincoli, fra cui: la durata ⁽¹⁶⁾, il volume totale acquistato ⁽¹⁷⁾ e la

⁽¹⁵⁾ L'approvvigionamento tramite metanodotti risulta più conveniente per i Paesi consumatori più vicini alle aree di produzione, quello tramite trasporto di gas naturale liquido è invece più conveniente per quelli più lontani e per volumi rilevanti. Infatti, sotto il profilo dei costi, il differenziale tra il trasporto via gasdotto e quello con navi metaniere è in continuo calo; al crescere della distanza dal luogo di approvvigionamento il rapporto di convenienza tra le due soluzioni tende a ridursi: per distanze superiori a 5.000 km e per trasporti di oltre 15 miliardi di mc/anno, la tecnologia della liquefazione risulta più economica.

⁽¹⁶⁾ Una lunga durata (20-25 anni) garantisce l'acquirente sulla continuità delle importazioni e, allo stesso tempo, giustifica gli investimenti ed i costi di estrazione e trasporto sostenuti dal produttore.

relativa destinazione (clausole Take or Pay – TOP). Il ricorso a contratti spot è stato fino ad oggi residuale e contingente.

La fase di *trasporto* comprende il veicolamento di gas naturale attraverso la rete dei gasdotti ad alta pressione dai paesi produttori, dai giacimenti di produzione nazionale o dai campi di stoccaggio, fino all'imbocco delle reti di distribuzione cui sono allacciate le varie utenze.

La rete di trasporto si suddivide in rete primaria (o dorsale) ad alta pressione, per il trasporto dai luoghi di produzione, ed in rete secondaria, intesa come l'insieme dei condotti che, partendo dalla rete primaria, raggiungono i vari centri di consumo.

La rete di trasporto nazionale, distribuita su tutto il territorio con l'eccezione della Sardegna, è composta da circa 30.000 km di gasdotti, appartenenti a quattro imprese: Snam S.p.A. (circa 96% totale), Edison Gas S.p.A. (2%), Società Gasdotti del Mezzogiorno S.p.A. (1,6%, controllata da Edison Gas) e Transmediterranean Pipeline Co. Ltd. (50% Snam, 50% Sonatrach).

Strettamente funzionale alla fase del trasporto è l'attività di dispacciamento, attraverso la quale viene assicurato il costante equilibrio di domanda ed offerta di gas naturale ⁽¹⁷⁾. Tale attività viene svolta dalle imprese di trasporto attraverso impianti di telecontrollo che permettono di agire sulla pressione in entrata del gas dai giacimenti naturali o dagli stoccaggi, operando anche sui flussi di gas in determinati tratti della rete.

Alla fase di trasporto e in particolare al dispacciamento è funzionalmente legata l'attività di *stoccaggio*.

Per stoccaggio si intende l'immagazzinamento delle eccedenze di gas naturale rispetto ai consumi in depositi costituiti prevalentemente da giacimenti esausti e in piccola parte da serbatoi di gas naturale liquefatto. Tale attività deve soddisfare due esigenze fondamentali:

⁽¹⁷⁾ La fissazione di un totale acquistato, garantisce al produttore un livello costante di ricavi indipendentemente dalla quantità effettivamente prelevata dall'importatore.

⁽¹⁸⁾ "l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori". Art. 2, lettera j, D.Lgs. n. 164/2000.

CLAUDIO BECAGLI

- far fronte alla stagionalità dei consumi di gas (in particolare per usi civili) garantendo la regolarità nella fornitura (stoccaggio di bilanciamento);
- garantire la sicurezza del sistema (stoccaggio strategico) da eventi esterni imprevedibili in grado di compromettere o minacciare la sicurezza degli approvvigionamenti ⁽¹⁹⁾.

Lo stoccaggio di gas naturale è stato considerato attività riservata allo Stato e, in quanto tale, può essere affidato a terzi (solo se già in possesso della concessione di coltivazione-produzione) attraverso una concessione onerosa.

L'attività di stoccaggio è svolta principalmente dal Gruppo Eni, al quale appartengono circa il 99% degli impianti, e da Edison Gas.

L'attività di *distribuzione*, infine, può essere suddivisa in primaria e secondaria.

La *distribuzione primaria* si realizza attraverso l'allacciamento del gasdotto ad alta pressione (primario) alle reti cittadine di distribuzione o direttamente agli altri grandi utilizzatori (industrie, produttori di energia elettrica) e rappresenta la prima fase di commercializzazione del gas naturale.

Poiché la distribuzione primaria viene effettuata a pressioni simili a quelle che caratterizzano l'attività di trasporto, la fornitura del gas è appannaggio delle stesse imprese operanti in quest'ultima fase, come dimostrano le quote relative al mercato della distribuzione primaria ⁽²⁰⁾.

Nel 1999, infatti, Snam (Gruppo Eni) ha soddisfatto circa il 90% della domanda del periodo, mentre la parte rimanente è stata coperta da Edison Gas e Società Gasdotti Mezzogiorno.

⁽¹⁹⁾ In considerazione della forte dipendenza dell'Italia da fonti estere e distanti, il piano energetico nazionale del 1985 ha previsto che il Paese disponga di una riserva strategica di gas con dimensioni tali da poter far fronte ad un'improvvisa riduzione delle importazioni pari a sei mesi di apporto del maggior contratto. Attualmente la riserva strategica corrisponde ad un consumo di circa 60 giorni nei mesi di massimo consumo invernale e di 150 giorni nei mesi di consumo estivo.

⁽²⁰⁾ Una deroga alla fornitura diretta delle utenze industriali da parte delle società di trasporto si determina nel caso in cui tale tipo di utenza sia localizzata all'interno di un agglomerato urbano. In questi casi, per motivi di sicurezza, la vendita di gas naturale deve essere effettuata da parte del distributore civile anziché dal trasportatore.

La *distribuzione secondaria* riguarda invece la fornitura (attraverso gasdotti a bassa pressione) del gas naturale alle utenze civili, commerciali e industriali localizzate all'interno del territorio urbano.

Tale attività è stata storicamente ritenuta servizio di pubblica utilità e la sua titolarità è stata attribuita ai Comuni, i quali erano chiamati a deciderne la forma di gestione secondo le modalità previste dalla legge 142/90 e successive modificazioni.

All'interno della filiera del gas si possono distinguere due macrofasi storicamente organizzate in modo diverso: la fase up-stream ⁽²¹⁾, che comprende le attività di produzione, importazione e stoccaggio, e la fase down-stream, che comprende tutte le altre.

La fase up-stream è quella maggiormente coinvolta nell'attuazione delle politiche energetiche assunte dai diversi Paesi e per tale motivo è stata tradizionalmente caratterizzata, a livello europeo, dalla presenza di un grande operatore di proprietà pubblica verticalmente integrato e operante in posizione di monopolio (Gaz de France, Hispanoil, Eni, ecc.).

Tra le motivazioni dell'intervento pubblico nei settori energetici, con particolare riferimento al settore gas, si possono rilevare:

- la necessità di garantire gli approvvigionamenti energetici, a maggior ragione per un paese privo di risorse naturali proprie;
- la volontà di rafforzare il potere contrattuale del/i soggetto/i preposto/i agli approvvigionamenti.

Coerentemente con quanto detto sopra, l'up-stream della filiera italiana del gas si presenta assai concentrato, con il Gruppo Eni (di emanazione pubblica, anche se privatizzato) verticalmente integrato e leader in tutto il comparto.

⁽²¹⁾ Una definizione di up-stream può essere ricercata nell'articolo 2, comma 2 e 3, Direttiva n. 98/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas, il quale recita: "rete di gasdotti upstream: ogni gasdotto o rete di gasdotti gestiti e/o costruiti quale parte di un progetto di produzione di petrolio o gas, oppure utilizzati per trasportare gas naturale da uno o più di tali progetti fino ad un impianto o terminale di trattamento oppure ad un terminale costiero di approdo" e "trasporto: il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete di gasdotti ad alta pressione diversa da una rete di gasdotti upstream".

CLAUDIO BECAGLI

Anche la fase down-stream è stata fortemente caratterizzata dalla presenza dell'operatore pubblico verticalmente integrato (Gruppo Eni) leader sia nella distribuzione primaria (attraverso Snam), sia nella distribuzione secondaria (attraverso Italgas).

Analogamente a quanto abbiamo detto in precedenza relativamente alla fase up-stream, la presenza del grande operatore pubblico nella fase del trasporto (distribuzione primaria) è riconducibile alla necessità di attuare politiche energetiche nazionali tendenti a garantire la capillare diffusione del gas naturale sul territorio.

La prerogativa dei Comuni sui servizi pubblici locali ha determinato un mercato della distribuzione secondaria notevolmente frammentato per numero di operatori (circa 750) ma anche molto concentrato nelle quote di mercato (Italgas, primo operatore, 30% del mercato).

3.4 IL DECRETO LETTA: LA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE DEL GAS

Come abbiamo avuto modo di evidenziare nel primo capitolo, negli ultimi anni si è assistito in Europa e in Italia all'affermazione di processi di liberalizzazione e di apertura alla concorrenza che hanno investito anche i settori energetici, tradizionalmente considerati settori "esclusi" ⁽²²⁾.

Una volta realizzata l'integrazione dei mercati dei beni e dei servizi, al fine di rafforzare l'integrazione economica e sociale dell'Unione, diventava necessario procedere anche alla creazione di un mercato interno dell'energia. A tale scopo vennero emanate le direttive di liberalizzazione 96/92/CE e 98/30/CE riguardanti rispettivamente il settore dell'energia elettrica e quello del gas naturale.

La creazione di un mercato energetico integrato e aperto alla concorrenza mira a raggiungere obiettivi di fondamentale importanza, tra i quali:

⁽²²⁾ Per una trattazione più completa del processo europeo di liberalizzazione delle pubbliche utilità si rimanda al capitolo 1, paragrafo 3, di questo lavoro.

- stimolare lo sviluppo del mercato e degli operatori attraverso i recuperi di efficienza determinati dal regime di concorrenza;
- rafforzare la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti a livello europeo;
- favorire l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi nazionali.

La 98/30/CE, approvata il 22 giugno del 1998 dal Consiglio e dal Parlamento Europeo, è una direttiva di armonizzazione, che si limita a fissare alcuni principi fondamentali, lasciando ai singoli Stati la definizione delle modalità attuative, in applicazione del principio di sussidiarietà.

I principi che stanno alla base di questa direttiva possono essere così individuati:

- riconoscimento della libera concorrenza come meccanismo di organizzazione economica anche nel settore delle pubbliche utilità ⁽²³⁾;
- divieto assoluto di discriminazione tra le imprese di gas naturale (neutralità rispetto all'assetto proprietario, allo Stato di origine, ecc.) ⁽²⁴⁾;
- trasformazione dell'intervento pubblico da produttore diretto a controllore della produzione dei servizi e del corretto funzionamento dei meccanismi concorrenziali.

In coerenza con tali principi, i provvedimenti adottati dal legislatore riguardano principalmente:

- la possibilità di imporre obblighi di servizio pubblico alle imprese di gas naturale ⁽²⁵⁾;

⁽²³⁾ Tale principio è richiamato sia nel comma 1 dell'articolo 3: "Gli stati membri [...] assicurano che le imprese di gas naturale siano gestite secondo i principi della presente direttiva al fine di realizzare un mercato del gas naturale concorrenziale [...]", sia nel comma 3 dello stesso articolo: "L'interesse della Comunità comprende la concorrenza nei confronti dei clienti idonei secondo la presente direttiva e l'articolo 90 del trattato". Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

⁽²⁴⁾ A tale riguardo l'art. 3, comma 1, sancisce: "Gli stati membri [...] assicurano che le imprese di gas naturale siano gestite secondo i principi della presente direttiva al fine di realizzare un mercato del gas naturale concorrenziale, e non fanno discriminazioni tra esse per quanto riguarda i loro diritti od obblighi". Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

- il riconoscimento agli utenti del sistema (clienti idonei) della libertà di accedere o di negoziare l'accesso, senza discriminazioni ⁽²⁶⁾, alle reti ed agli impianti del sistema del gas ⁽²⁷⁾;
- l'obbligo di separazione contabile delle attività delle imprese integrate ⁽²⁸⁾;

⁽²⁵⁾ “Nel pieno rispetto delle pertinenti disposizioni del trattato, in particolare dell’articolo 90, gli Stati membri, nell’interesse economico generale, possono imporre alle imprese di gas naturale obblighi di servizio pubblico per quanto riguarda la sicurezza, compresa la sicurezza di approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture nonché la protezione dell’ambiente. [...] Quale mezzo per adempiere gli obblighi di servizio pubblico in materia di sicurezza di approvvigionamento, gli Stati membri che lo desiderano possono attuare una programmazione a lungo termine, tenendo conto della possibilità che terzi vogliano accedere al sistema”. Art. 3, comma 2, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

⁽²⁶⁾ “L’impresa di trasporto, stoccaggio e/o di LNG non opera comunque discriminazioni tra gli utenti del sistema o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore delle sue imprese collegate”. Art. 7, comma 2, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

“In ogni caso l’impresa di distribuzione non deve operare discriminazioni tra gli utenti del sistema o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore delle sue imprese collegate”. Art. 10, comma 2, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

⁽²⁷⁾ La direttiva prevede due modalità di accesso al sistema: l’accesso negoziato e l’accesso regolamentato:

“In caso di accesso negoziato gli Stati membri adottano le misure necessarie affinché le imprese di gas naturale e i clienti idonei [...] possano negoziare l’accesso al sistema al fine di concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari. Le parti hanno l’obbligo di negoziare in buona fede l’accesso al sistema. I contratti di accesso al sistema sono negoziati con le pertinenti imprese di gas naturale. [...]”. Art. 15, commi 1 e 2, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

“Gli Stati membri che optano per una procedura di accesso regolamentato adottano le misure necessarie per conferire alle imprese di gas naturale, nonché ai clienti idonei [...], un diritto di accesso al sistema, sulla base delle tariffe pubblicate e/o altri termini e obblighi per l’utilizzo dello stesso. Tale diritto di accesso per i clienti idonei può essere conferito consentendo loro di stipulare contratti di fornitura con imprese di gas naturale concorrenti, diverse dal proprietario e/o gestore del sistema o dall’impresa collegata”. Art. 16, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

⁽²⁸⁾ “Le imprese di gas naturale integrate tengono, nella loro contabilità interna, conti separati per le loro attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas naturale e, se del caso, conti consolidati per le attività che non rientrano nel settore del gas, come sarebbero tenute a fare se tali attività fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza. [...]”. Art. 13, comma 3, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

- la determinazione di livelli minimi di apertura del mercato (clienti idonei) ⁽²⁹⁾.

In Italia, l'iter di recepimento della direttiva europea ebbe inizio con l'approvazione della legge n. 144 del 17 maggio 1999, la quale delegava il governo ad emanare, entro il 10 agosto 2000, un decreto legislativo che armonizzasse il dettato della direttiva con le caratteristiche del sistema nazionale.

Il decreto attuativo licenziato dal governo, D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164 (noto anche come Decreto Letta), andando oltre anche a quanto previsto dalla direttiva comunitaria e dalla legge delega, si proponeva come obiettivo quello di ridefinire l'assetto complessivo dell'industria e del mercato del gas naturale in Italia in un'ottica di massimizzazione delle condizioni di apertura del mercato ⁽³⁰⁾.

Tale obiettivo sottende un sostanziale giudizio di inefficienza sul sistema italiano del gas, dovuto alla presenza di eccessive rendite di posizione, livelli di prezzo troppo elevati.

Rispetto alle previsioni della direttiva 98/30/CE, il Decreto Letta presenta delle novità importanti.

- *Le norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza* (art. 19). Sono previste a carico delle imprese limitazioni alle quantità vendute ⁽³¹⁾ ed alla immissione del gas naturale nella rete ⁽³²⁾.

⁽²⁹⁾ “Gli Stati membri assicurano che la definizione di clienti idonei di cui al paragrafo 1 dia luogo ad un'apertura di mercato pari ad almeno il 20% del totale del consumo annuale di gas del mercato nazionale. Cinque anni dopo l'entrata in vigore della presente direttiva, la percentuale di cui al paragrafo precedente sale al 28% del totale del consumo annuale di gas del mercato nazionale, ed al 33% dello stesso dieci anni dopo l'entrata in vigore della presente direttiva”. Art. 19, commi 3 e 4, Direttiva 98/30/CE, 22 giugno 1998.

⁽³⁰⁾ Tale impostazione è riconoscibile dal dettato dell'art. 1 della Direttiva 98/30/CE: “Nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere.

⁽³¹⁾ “A decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può vendere, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale”. Art. 19, comma 2, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽³²⁾ “A decorrere dal 1° gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in

- La *separazione contabile e societaria delle attività* (art. 21). Mentre la direttiva 98/30 prevedeva semplicemente la separazione contabile delle attività delle imprese integrate, il decreto Letta prevede la separazione societaria dell'attività di trasporto ⁽³³⁾ e dell'attività di distribuzione ⁽³⁴⁾ da tutte le altre attività del settore, nonché il divieto di svolgere attività di vendita alle società che svolgano altra attività nel settore del gas naturale, salvo l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista;
- L'*elevato grado di apertura del mercato* (art. 22). Vengono considerati clienti idonei ⁽³⁵⁾ tutte le imprese di distribuzione di gas, tutte quelle che producono energia elettrica ed i clienti finali il cui consumo sia superiore a 200.000 mc/anno; a partire dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti saranno considerati idonei e quindi l'apertura del mercato sarà completa.

Nell'impianto del decreto, inoltre, si riscontrano nello stesso tempo caratteri propri della regolamentazione di attività ⁽³⁶⁾ con aspetti di decisa liberalizzazione (come nel caso dell'importazione e della vendita).

Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. La suddetta percentuale è ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61%". Art. 19, comma 3, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽³³⁾ "A decorrere dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas". Art. 21, comma 1, D.Lgs.n. 164/2000.

⁽³⁴⁾ "Entro lo stesso termine di cui al comma 1 l'attività di distribuzione di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas". Art. 21, comma 2, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽³⁵⁾ E' cliente idoneo la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del decreto in questione, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, ed ha il diritto di accesso al sistema del gas naturale.

⁽³⁶⁾ Vedi regolamentazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas delle tariffe di stoccaggio, trasporto, distribuzione. "[...] L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas determina inoltre, entro il 1° gennaio 2001, le tariffe per il trasporto e dispacciamento, per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per

Vengono, infatti, individuati due segmenti della filiera aperti alla libera concorrenza nel mercato: l'importazione e la vendita. Lo svolgimento di tali attività è subordinato ad una semplice comunicazione ⁽³⁷⁾ o alla concessione di un'autorizzazione ⁽³⁸⁾ da parte del Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato (ora Ministero per le Attività Produttive).

Il decreto Letta, infine, modifica profondamente il servizio della distribuzione locale di gas naturale, prevedendo che dal 1° gennaio del 2003 l'affidamento di tale servizio debba essere concesso, dagli enti locali, esclusivamente mediante gara e per periodi non superiori a dodici anni ⁽³⁹⁾.

A tali gare saranno ammesse, senza limitazioni territoriali (punto fondamentale soprattutto per le società ex-municipalizzate) società per azioni o a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata ⁽⁴⁰⁾.

Il Decreto in parola, nello stesso tempo, assegna un nuovo ruolo agli enti locali affidanti, sancendo che essi debbano svolgere attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione e stabilendo che i loro rapporti con il gestore del servizio vengano regolati da appositi contratti di servizio ⁽⁴¹⁾.

Tale previsione normativa, quindi, sancisce definitivamente la fine delle gestioni dirette da parte degli enti locali e degli affidamenti diretti alle Aziende pubbliche o alle S.p.A. locali partecipate dai Comuni.

E' previsto comunque un regime di transizione che, in deroga a quanto detto sopra, per l'attività di distribuzione del gas, permette il mantenimento

la distribuzione, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito". Art. 23, comma 2, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽³⁷⁾ E' il caso dell'importazione da Paesi appartenenti all'Unione Europea. Art. 3, comma 7, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽³⁸⁾ Rientra in questa categoria l'importazione di gas da Paesi non appartenenti all'Unione Europea e l'attività di vendita, art. 3, comma 1 e art. 17, comma 1, D.Lgs. n. 164/2000. Lo stesso decreto prevede che tale autorizzazione venga concessa per silenzio assenso nel caso in cui entro tre mesi non sia stato espresso il diniego motivato. Art. 3, comma 4.

⁽³⁹⁾ Art. 14, comma 1, D.Lgs. n. 164/2000.

⁽⁴⁰⁾ Per l'ente locale, l'adeguamento alla normativa può avvenire, o mediante l'indizione di gare per l'affidamento del servizio, oppure attraverso la trasformazione delle gestioni in società di capitali o in società cooperative a responsabilità limitata con le modalità previste nella legge 15 maggio 1997, n.127. (Art. 15, comma 1 e 2, D. lgs. n.164/2000).

⁽⁴¹⁾ Art. 14, comma 1, D.Lgs. n. 164/2000.

degli affidamenti e delle concessioni in essere alla data di entrata in vigore del Decreto.

Il decreto, oltre a fissare il periodo transitorio in cinque anni a decorrere dal 31 dicembre del 2000, concede la possibilità attraverso la realizzazione di processi di concentrazione e di privatizzazione (almeno formale), di prolungarne gli effetti fino ad un massimo di 10 anni.

La ratio che sta alla base della previsione di un periodo di transizione così lungo è da ricercarsi nella necessità di concedere agli operatori oggi presenti sul mercato un lasso di tempo sufficiente per raggiungere più elevati livelli di efficienza e delle dimensioni adatte ad affrontare la competizione sul mercato.

3.5 L'EVOLUZIONE DEL CONTESTO COMPETITIVO E LE DIRETTRICI DI SVILUPPO DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE

Il processo di liberalizzazione disegnato dal decreto legislativo 22 maggio 2000, n. 164, ha investito in modo rilevante anche il segmento finale della filiera del gas, determinando di fatto il superamento della tradizionale organizzazione della gestione del servizio (separazione tra vendita e distribuzione) e degli assetti di mercato esistenti (abbattimento del monopolio legale ⁽⁴²⁾).

⁽⁴²⁾ “Fino ad oggi l’assenza di meccanismi di competizione ha caratterizzato tanto le gestioni pubbliche (realizzate attraverso aziende pubbliche o con gestioni in economia), quanto quelle private (realizzate secondo lo schema concessorio), le une e le altre utilizzate in un contesto di monopolio legale che si estendeva ben oltre l’area di monopolio naturale. Per le prime, il gestore pubblico ha finito per sovrapporre e confondere le funzioni di ente titolare del servizio con quelle di imprenditore, assumendo a parametro delle scelte gestionali obiettivi di consenso piuttosto che rigorosi criteri economici, con risultati incoerenti sotto il profilo della politica tariffaria (svincolata dai costi, ma sorretta, almeno fino alla fine degli anni ’80, da significativi trasferimenti e contributi finanziari dello Stato), con una rendita di monopolio che inevitabilmente ha condizionato in negativo il livello di efficienza e di qualità del servizio, e che si è tradotta in una contropinta all’investimento e all’innovazione. Ma la posizione di monopolio ha caratterizzato anche le gestioni private, se si considera che di regola le concessioni – per lo più affidate (o rinnovate) senza gara, attraverso trattative private – hanno attribuito la gestione del servizio in via esclusiva, hanno

I tre punti cardine su cui si basa la nuova architettura della distribuzione e della vendita sono:

- 1) completa liberalizzazione dell'attività di vendita (concorrenza nel mercato);
- 2) obbligo di separazione societaria tra l'attività di distribuzione e tutte le altre attività del settore gas e tra l'attività di vendita e tutte le altre (fatta eccezione per l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista);
- 3) affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente tramite gara (concorrenza per il mercato) solo a società per azioni, società a responsabilità limitata e società cooperative a responsabilità limitata.

Se l'attività di distribuzione non sembra essere caratterizzata da cambiamenti troppo radicali, fatta eccezione la previsione dell'obbligo di gara, la vendita presenta invece caratteri completamente nuovi che presuppongono anche profondi mutamenti nella cultura stessa delle imprese, primo fra tutti il passaggio dalla tradizionale visione aziendale orientata alla gestione dell'infrastruttura (operations oriented) ad una visione focalizzata sulle esigenze della clientela e sul marketing (customer oriented).

La scissione del servizio tradizionale in due business distinti, impone alle public utilities una profonda riflessione sul nuovo scenario competitivo e sulle strategie da mettere in atto, tenendo presente che essi presentano caratteristiche e fattori di successo molto diversi tra loro ⁽⁴³⁾.

Partendo dalla matrice interpretativa dei modelli di business delle public utilities presentata nel capitolo precedente (paragrafo 4), saranno di seguito

stabilito durate non brevi (a volte indefinite e in ogni caso superiori a 10 anni), hanno consentito l'utilizzazione di infrastrutture pubbliche a costi contenuti, senza prevedere particolari poteri di controllo, da parte degli enti titolari del servizio, sui risultati della gestione. E da questo punto di vista, la situazione è rimasta sostanzialmente invariata anche a fronte delle modifiche di sistema gradualmente intervenute, nel corso degli ultimi anni: l'istituzione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, la riduzione dei trasferimenti e dei contributi statali, l'avvio di processi di riorganizzazione aziendale e di trasformazione di molte aziende pubbliche in società per azioni, l'introduzione di strumenti gestionali come i contratti di servizio". FILIPPI M. [2000], *Atti del convegno Liberalizzazione del mercato del gas e sviluppo delle imprese multiutilities*. Milano, ottobre.

⁽⁴³⁾ Per un approfondimento riguardo alle caratteristiche ed ai fattori di successo dei business si rimanda al capitolo 2, paragrafo 4, di questa opera.

proposti alcuni casi aziendali di imprese che stanno perseguendo le direttrici di sviluppo in essa richiamate⁽⁴⁴⁾.

Considerato che la nuova regolazione del settore sancisce di fatto la fine dell'organizzazione monopolistica comunale del servizio gas, rendendo la direttrice strategica del *monopolista locale* (territorio servito ristretto – attività mono-servizio) non più percorribile (almeno in questo servizio), la presentazione del relativo caso aziendale non avrebbe alcun senso.

Per rappresentare il modello della *conglomerata locale* (territorio servito ristretto – attività pluri-servizio) abbiamo scelto Acsm Como s.p.a., società operante essenzialmente nella provincia di Como attiva nei servizi energetici (gas, teleriscaldamento, energia elettrica), idrici, di igiene urbana e telecom.

Riguardo alla public utility *specializzata su larga scala* (territorio servito ampio – attività mono-servizio) abbiamo fatto riferimento a Italgas S.p.A. (Gruppo Eni), società operante prevalentemente nella distribuzione e vendita del gas metano sia in Italia (leader con 5.842.000 clienti) sia all'estero (principalmente in Argentina e Ungheria).

Infine, un caso di attuazione del modello *multiutility-multiservice* (territorio servito ampio – attività pluri-servizio) è stato individuato in Aem Milano s.p.a., società ex-municipalizzata controllata dal Comune di Milano, quotata in borsa, operante in diverse regioni italiane attraverso l'offerta di servizi energetici (gas, elettricità) e telecom.

⁽⁴⁴⁾ Per una completa argomentazione circa le direttrici di sviluppo ed i modelli di business corrispondenti, si rimanda al capitolo 2, paragrafo 4, di questa opera.

LE STRATEGIE DI SVILUPPO DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

FIG. 2 IL POSIZIONAMENTO STRATEGICO DELLE PUBLIC UTILITIES NELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

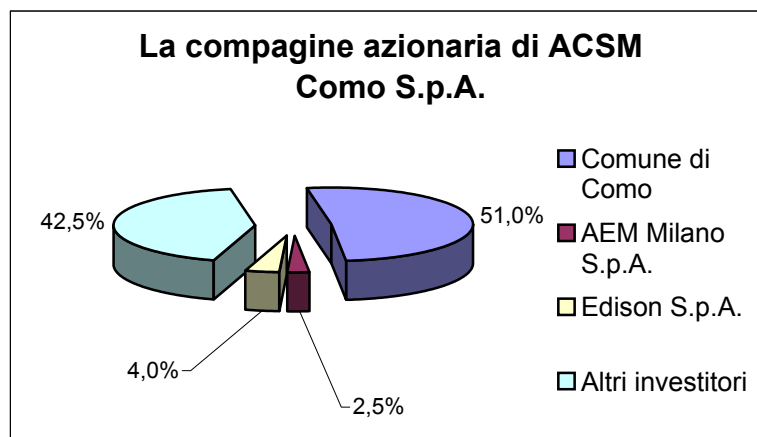
		ATTIVITÀ SVOLTE	
		<i>Mono-servizio</i>	<i>pluri-servizio</i>
TERRITORIO	<i>ristretto</i>	(MONOPOLISTA LOCALE)	A.C.S.M. COMO S.P.A. (CONGLOMERATA LOCALE)
	<i>ampio</i>	ITALGAS S.P.A. (SPECIALIZZATA SU LARGA SCALA)	A.E.M. MILANO S.P.A. (MULTIUTILITY-MULTISERVICE)

Fonte: A cura dell'autore

3.5.1 ACSM COMO S.P.A.

Acsm Como s.p.a., impresa ex-municipalizzata ed ora controllata dal Comune di Como, è stata collocata in borsa, per il 25% del capitale, durante il 1998. Nel dicembre del 2000 si è proceduto ad un secondo collocamento, del 24% delle azioni; tale collocamento ha visto scendere la quota di proprietà del Comune di Como al 51% ed incrementare il numero degli azionisti, fra i quali, con quote significative, spiccano Aem Milano s.p.a. con una partecipazione del 2,5% e Edison s.p.a. con una partecipazione del 4%.

FIG. 3 LA COMPAGINE AZIONARIA DI ACSM COMO S.P.A. (DICEMBRE 2000)



Fonte: Relazione primo trimestre 2001 ACSM Como S.p.A.

La Acsm Como s.p.a. opera nella distribuzione del gas, nel servizio idrico, nella raccolta e smaltimento dei rifiuti, nel teleriscaldamento e nelle telecomunicazioni.

La distribuzione del gas rappresenta il filone storico e tradizionale di Acsm e costituisce l'attività di maggiore rilevanza in termini di fatturato.

La Società ne cura l'erogazione in sei Comuni (Como, Brunate, San Fermo della Battaglia, Montano Lucino, Grandate, Casnate con Bernate) attraverso una rete di 326 chilometri (a cui vanno sommati circa 100 chilometri di derivazioni) sviluppata per il 71% nel territorio municipale del capoluogo e per il 29% nei centri limitrofi.

Acsm eroga acqua per uso civile nei Comuni di Como, Brunate e Cernobbio mediante una rete di 311 chilometri.

L'attività nel settore rifiuti si concentra soprattutto nell'incenerimento dei rifiuti solidi urbani e di quelli speciali. L'azienda smaltisce circa il 50% dei rifiuti urbani prodotti dall'intera provincia.

A tale attività è collegata quella di teleriscaldamento. La prestazione viene gestita da Comocalor (di cui oggi Acsm detiene il 51%) sfruttando il sistema di cogenerazione del calore che si articola nella produzione di energia termica.

La capacità di cogenerazione dell'impianto di smaltimento sarà completata con l'installazione di una turbina per la produzione di energia elettrica.

Il 14 luglio 2000 il Comune di Como ha affidato ad Acsm anche i servizi di raccolta e smaltimento rifiuti. In tal modo la società ha completato il cosiddetto ciclo dei rifiuti e potrà candidarsi quale gestore dell'Ato provinciale.

I servizi di nettezza urbana di Acsm sono partiti il primo gennaio 2001 (la scadenza dell'affidamento è al 31 dicembre 2004). Comune ed azienda stanno valutando l'opportunità di costituire una società ad hoc per gestire il servizio.

Al fine di ampliare il proprio mercato di riferimento, Acsm, all'inizio del 1999, ha fondato con Nolitel la Laritel S.r.l., società operante nel settore delle telecomunicazioni specializzata nella consulenza per enti e aziende.

Il pacchetto di servizi offerti comprende prodotti e prestazioni di telefonia mobile, nonché servizi innovativi quali l'organizzazione di eventi in videoconferenza.

Nel marzo del 2000 l'Aem Milano è entrata in Laritel con una partecipazione del 30%. L'ingresso dell'ex municipalizzata milanese è strategico per la creazione di nuove sinergie tra la stessa Laritel e le società del Gruppo che fanno capo ad Aem nel campo delle telecomunicazioni e, in particolare, per la realizzazione di progetti nei settori del cablaggio, di Internet e della telefonia.

La situazione consolidata dell'esercizio 2000 presenta un utile consolidato prima delle imposte di 4,2 milioni di euro, in calo del 36% rispetto all'esercizio precedente.

Nel corso del 2000 il servizio gas ha presentato un risultato operativo lordo di 1,9 milioni di euro, che incide per il 33% su quello consolidato, in netto calo rispetto all'anno precedente.

I miglioramenti nei risultati operativi dei servizi acquedotto civile ed industriale (+71,1%), sono stati in buona parte assorbiti dai maggiori oneri finanziari sostenuti per il costruendo impianto di potabilizzazione in caverna.

Il miglioramento del margine operativo del servizio forno, incremento del 5,1%, è in gran parte dipendente da un aumento delle tariffe applicate (+4,7%).

Il significativo incremento del risultato operativo del teleriscaldamento, pari al 28,3%, è stato conseguito con un incremento dei ricavi per vendita di energia del 16,9% rispetto all'esercizio precedente.

CLAUDIO BECAGLI

Per quanto riguarda il settore del gas, la liberalizzazione e la connessa necessità di separazione del soggetto gestore della rete e della vendita, pongono all'azienda una importante sfida sia sul fronte dell'approvvigionamento che su quello della fidelizzazione dei clienti. Su entrambi questi fronti Acsm sta approntando rapporti, collaborazioni, alleanze e strumenti volti ad affrontare con successo tanto il periodo di transizione, che la completa liberalizzazione del mercato.

In particolare è in fase di avvio una newco che tratterà il cosiddetto "servizio energia", il servizio di controllo degli impianti di riscaldamento privati ai fini ambientali e, inoltre, la conversione di obsoleti impianti di riscaldamento verso caldaie a gas oppure a combustibili rinnovabili (ad es. biomasse). Tale nuovo soggetto economico sarà costituito con la collaborazione di altre aziende operanti sul territorio e, se necessario, la partecipazione degli enti locali in quote minoritarie.

Nel settore idrico continua la strategia di espansione della clientela attraverso gli investimenti sulla rete e sugli impianti.

Acsm ha poi perseguito una strategia di diversificazione iniziando ad operare anche nel settore tradizionale della raccolta dei rifiuti (era già operante nello smaltimento), completando così il cosiddetto ciclo dei rifiuti, puntando a diventare un punto di riferimento su tutta la provincia per tale attività.

Il Gruppo Acsm ha anche puntato sulla diversificazione in settori non tradizionali, come ad esempio il cablaggio ed i servizi connessi. In tale campo l'azienda si sta proponendo come protagonista nel cablaggio a banda larga della città di Como all'interno del generale cablaggio della Regione Lombardia.

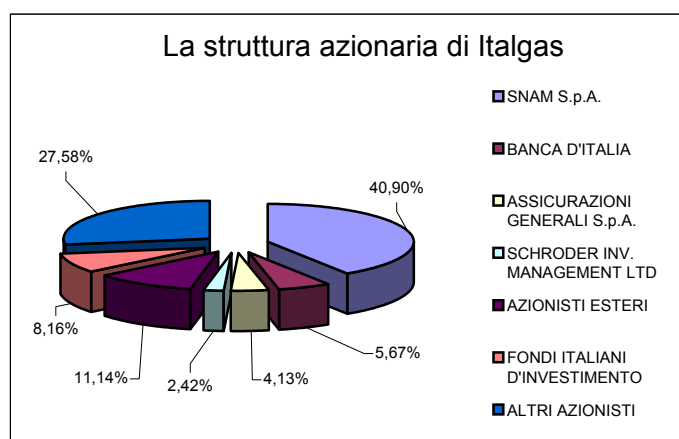
3.5.2 ITALGAS S.P.A.

Italgas è una società controllata indirettamente da Eni s.p.a. attraverso Snam s.p.a. (40,9% capitale). Con quest'ultima, Italgas intrattiene rapporti di natura commerciale relativamente alla fornitura di gas sulla base del contratto applicato nei confronti di tutte le aziende italiane distributrici.

La società è quotata in Borsa (Milano e Londra) e conta, oltre a Snam, Banca d'Italia, Assicurazioni Generali e fondi di investimento italiani ed esteri, più di 85 mila azionisti tra cui dipendenti e clienti. Tra gli investitori

rivestono un ruolo importante i pension fund statunitensi e le principali case di investimento americane, inglesi e tedesche.

FIG. 4 LA STRUTTURA AZIONARIA DI ITALGAS S.P.A.



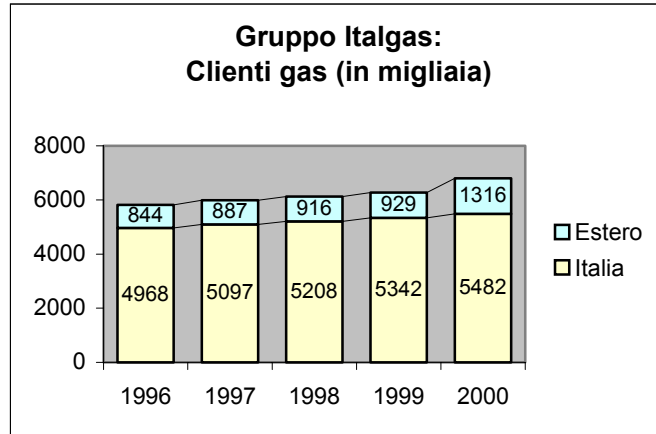
Fonte: Bilancio 2000

Il Gruppo Italgas opera prevalentemente nell'attività di distribuzione e vendita di gas naturale. E' il primo distributore di gas metano in Italia e possiede una posizione consolidata anche in Ungheria. E' presente, inoltre, in Argentina, Spagna, Portogallo, Slovenia e Brasile.

Il Gruppo conta circa 11.000 addetti, di cui più di 8.000 in Italia. L'area di consolidamento è composta da Italgas s.p.a., società capogruppo, da 15 società controllate direttamente e da 6 società controllate indirettamente operanti nei settori di pubblica utilità e, in particolare, nei settori della distribuzione del gas metano e nel settore idrico.

Il fatturato del Gruppo nel 1999 è pari a 3.215 milioni di euro, con un aumento del 19,16% rispetto al 1998 (2.698 milioni di euro) frutto principalmente dell'attività di sviluppo del mercato realizzata nell'ultimo anno (da 6.271.000 a 6.788.000 unità nel mondo - da 5.702.000 a 5.842.000 in Italia) grazie a strategie di acquisizione del settore.

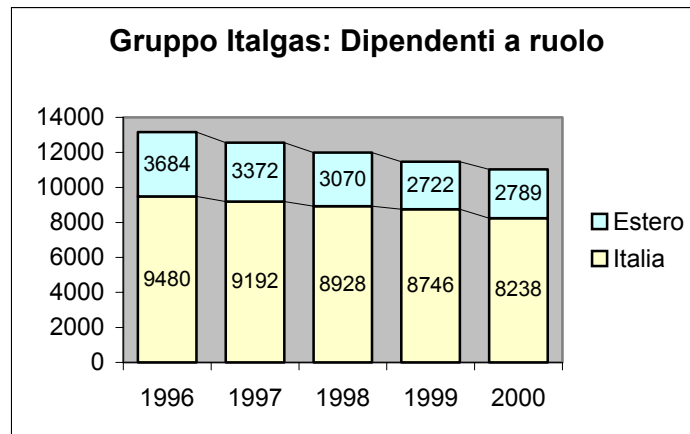
FIG. 5 I CLIENTI DI ITALGAS NEL MONDO



Fonte: Bilancio 2000

Sul fronte dei costi operativi, si registra un miglioramento dell'efficienza gestionale che si evidenzia in una riduzione del costo del lavoro del 4% dovuto alla diminuzione di circa 500 dipendenti rispetto all'esercizio precedente.

FIG. 6 DIPENDENTI A RUOLO DEL GRUPPO ITALGAS NEL QUINQUENNIO 1996-2000

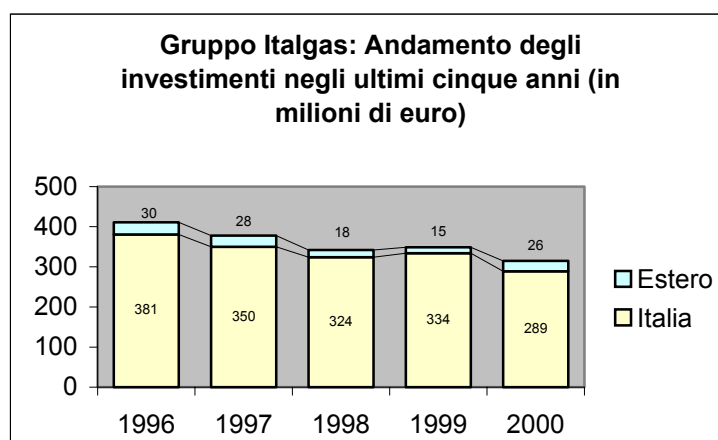


Fonte: Bilancio 2000

Il risultato operativo è pari a 653 milioni di euro e segna una crescita del 6% rispetto al 1999. L'utile netto consolidato registra un significativo incremento, passando da 142 a 335 milioni di euro.

Gli investimenti del gruppo sono stati pari a 315 milioni di euro nel 2000, di cui 289 in Italia.

FIG. 7 GLI INVESTIMENTI DEL GRUPPO ITALGAS NEL QUINQUENNIO 1996-2000



Fonte: Bilancio 2000

Al fine di ottemperare agli obblighi della separazione societaria, Italgas ha provveduto alla costituzione delle società Italgas Rete e Italgas Clienti, preparando la struttura alle necessità richieste da un mercato competitivo allo scopo di cogliere le opportunità offerte dalla normativa per rafforzare la propria presenza sul territorio.

Nel corso del 2000, la strategia di fondo del Gruppo si è focalizzata sulla ristrutturazione interna e sullo sviluppo esterno.

Nell'ambito della ristrutturazione interna e nell'ottica di fornire servizi di migliore qualità ed un tempestivo accesso ai servizi offerti alla propria clientela (riconosciuta come asset fondamentale dell'impresa), sono stati attivati i call center di Torino e di Roma e lo "sportello on-line". Inoltre, al fine di rendere più capillare la presenza della società sul territorio, nel corso dell'anno sono stati aperti i punti in franchising (nuovi punti di riferimento per i clienti), sia.

CLAUDIO BECAGLI

Al fine di migliorare la posizione competitiva nell'ottica della futura apertura del mercato della distribuzione e della vendita, nel corso del 2000 sono proseguite le attività volte alla realizzazione di partnership con operatori locali, in particolare le aziende ex-municipalizzate.

Tali collaborazioni sono finalizzate a:

- rafforzare il proprio posizionamento nelle grandi città;
- aumentare la presenza in altri settori di pubblica utilità;
- realizzare sinergie attraverso la gestione congiunta di fasi del ciclo operativo, valorizzando ove possibile le strutture di servizio;
- offrire servizi energetici integrati al Cliente finale per rispondere alle esigenze di razionalizzazione dei consumi e tutela ambientale.

In tale ottica nel corso dell'anno:

- è stata ottenuta la proroga della concessione per il servizio di distribuzione gas alla Fiorentinagas (Gruppo Italgas);
- è stato sottoscritto un accordo con il Comune di Napoli per la creazione di una società mista operante nei settori gas e acqua (44,6% Italgas e 55,4% Comune di Napoli) con le attività derivanti da Arin e Napoletanagas⁽⁴⁵⁾;
- è stato siglato un accordo con Acea s.p.a. per l'individuazione di aree di collaborazione nei settori di attività delle due aziende;
- è stata creata Aes s.p.a. (Azienda Energia e Servizi s.p.a.), con Aem Torino, per identificare le sinergie attuabili nel settore dell'energia termica (gas e teleriscaldamento) e in altri business di interesse comune (compresa la distribuzione del gas).

⁽⁴⁵⁾ Cfr. "Napoletana-Arin: Multiutility da 500 miliardi pronta per il listino", in *Il Sole 24 Ore*, sabato 12 febbraio 2000, e "Comune in maggioranza nella multiservizi Arin-Napoletanagas che intanto guarda alla Borsa. Napoli, nozze tra pubblico e privato", in *Il Sole 24 Ore*, mercoledì 8 novembre 2000.

Lo sviluppo all'estero rappresenta per Italgas una “difesa strategica” della propria posizione di mercato, in qualità di impresa leader a livello nazionale e uno dei principali operatori internazionali del settore distribuzione gas.

Sui mercati esteri, caratterizzati da una più limitata maturità, il Gruppo Italgas può valorizzare le proprie “core competences” e conseguire redditività normalmente superiori a quelle ottenibili in Italia, o più in generale, in mercati maturi.

Altra fondamentale motivazione dell'internazionalizzazione del Gruppo è la ripartizione su più mercati del rischio dell'attività svolta.

Gli obiettivi generali individuati per il settore estero possono essere sintetizzati:

- nel consolidamento e valorizzazione delle attuali presenze in Ungheria, Slovenia, Grecia, Portogallo, Argentina e Brasile;
- nello sviluppo in nuove aree di interesse strategico, anche fornendo supporto, in qualità di operatore tecnico, nell'attività di prestazione di servizi.

Le aree prioritarie di intervento individuate dal Gruppo Italgas sono i paesi del Bacino del Mediterraneo, del Centro-Est Europa e dell'America Latina.

Il Gruppo Italgas sta procedendo, inoltre, ad una diversificazione del portafoglio di attività mantenendo comunque al centro del proprio sviluppo il settore del gas.

Nel settore della telefonia mobile, Blu s.p.a., partecipato da Italgas sin dalla costituzione, è entrato nella fase operativa nel mese di maggio. Grazie anche all'offerta di servizi innovativi, ha acquisito in pochi mesi oltre 800.000 clienti, superando ampiamente gli obiettivi prefissati.

Nelle telecomunicazioni via cavo sono in fase di valutazione alcuni progetti di intervento in importanti realtà urbane, con la collaborazione di operatori qualificati del settore.

Nel campo della new-economy, attraverso la partecipazione paritetica di Italgas e di altre tre aziende leader nel mondo Internet, è stata creata la società We-cube.com, quale “incubatore” di idee imprenditoriali alle quali viene offerto supporto organizzativo, finanziario e tecnologico, utilizzando risorse, competenze e infrastrutture delle società partecipanti.

CLAUDIO BECAGLI

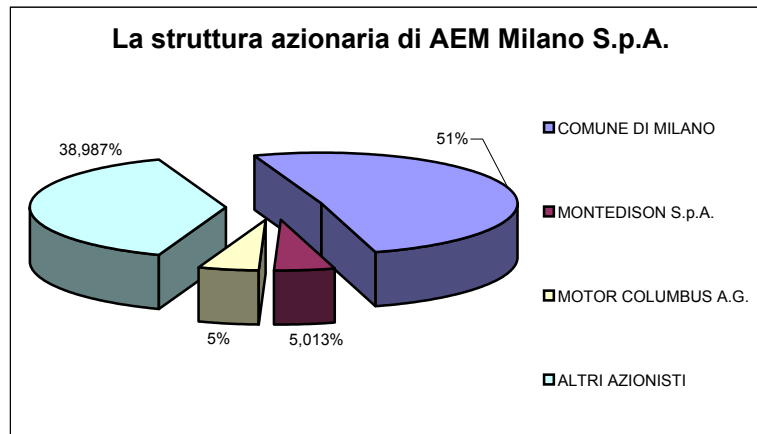
In futuro, l'attenzione del Gruppo Italgas sarà rivolta in primo luogo all'acquisizione di partecipazioni in società di distribuzione gas nell'ambito dei processi di privatizzazione nel settore energetico in Paesi quali la Repubblica Ceca, Polonia e Croazia.

Altre opportunità sono in corso di maturazione nell'America Latina (Brasile), nel bacino del Mediterraneo (Turchia ed Israele) e nel Centro-Est Europa (Repubblica Slovacca), Russia, Cina.

3.5.3 AEM MILANO S.P.A.

Aem Milano s.p.a. è una società di servizi di pubblica utilità controllata dal Comune di Milano (51% azioni) e quotata alla Borsa Valori dal 1998. Gli altri soggetti che hanno una partecipazione rilevante in Aem sono Montedison s.p.a e la Motor Columbus A.G. La restante quota (38,987%) risulta polverizzata nelle mani di migliaia di azionisti.

FIG. 8 LA STRUTTURA AZIONARIA DI AEM MILANO S.P.A.



Fonte: Bilancio 2000

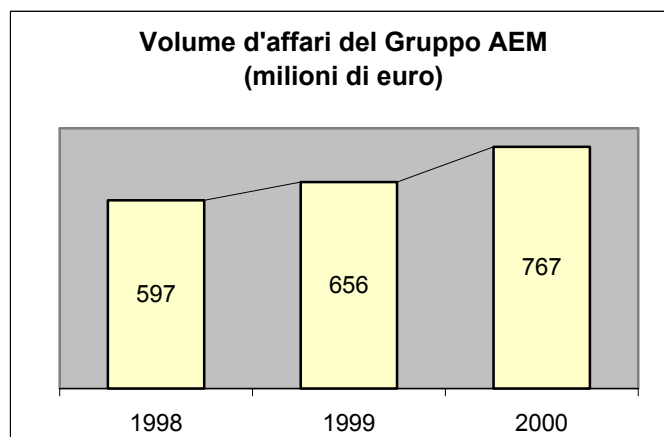
LE STRATEGIE DI SVILUPPO DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

I principali settori nei quali il Gruppo Aem è attivo sono: energia elettrica, gas e calore, telecomunicazioni ed altri servizi che includono l'illuminazione pubblica ed artistica della città di Milano.

L'area di consolidamento del Gruppo Aem comprende la società Capogruppo Aem s.p.a., 17 società controllate direttamente e 2 società controllate indirettamente.

I ricavi consolidati del Gruppo Aem nel 2000 hanno raggiunto 767,2 milioni di euro (il 45,6% dei quali derivano dalla distribuzione-vendita del gas), con un incremento del 17% rispetto all'anno precedente. Tale aumento è attribuibile sostanzialmente alla positiva evoluzione delle attività del core business del Gruppo: energia elettrica e gas.

FIG. 9 ANDAMENTO DEL VOLUME D'AFFARI DEL GRUPPO AEM NEL TRIENNIO 1998-2000



Fonte: Bilancio 2000

Le maggiori vendite di gas sono derivate prevalentemente da nuove utenze di riscaldamento e da una reale crescita della quota di mercato, realizzata anche attraverso l'acquisizione delle società Serenissima Gas s.p.a. e Triveneta Gas s.p.a. che distribuiscono e vendono gas in alcuni Comuni del Veneto e del Friuli Venezia Giulia.

Le vendite di energia elettrica hanno mantenuto un trend positivo grazie all'acquisizione di nuovi contratti di fornitura di energia elettrica sul

CLAUDIO BECAGLI

mercato libero che hanno determinato ricavi per 126 miliardi di lire (65 milioni di euro).

Anche i ricavi per prestazioni di servizi hanno registrato un incremento derivante principalmente dai maggiori addebiti all'Asm s.p.a. di Brescia per l'esercizio della centrale di Cassano d'Adda, e dai maggiori ricavi conseguiti dalla controllata Metroweb s.p.a.

L'incremento ha compensato la diminuzione delle prestazioni svolte a favore del Comune di Milano per i lavori relativi alla realizzazione del piano urbano della luce.

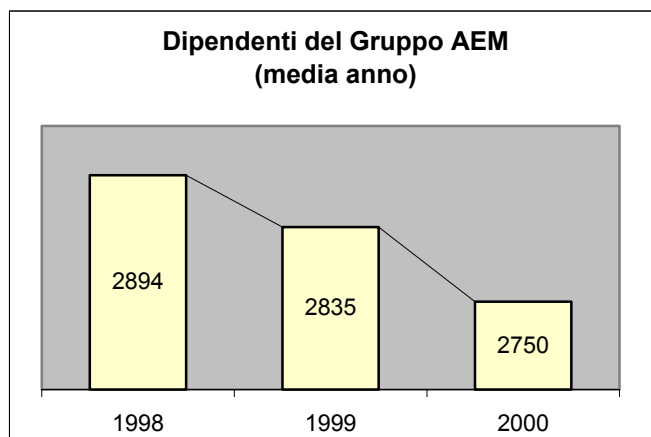
Il margine operativo lordo (MOL) del periodo è risultato pari a 201 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto all'anno precedente (-1,6%).

Su tale margine, nel corso dell'esercizio, ha influito negativamente la riduzione tariffaria delle vendite di energia elettrica ai clienti vincolati. L'impatto stimato per Aem ammonta a circa 36 milioni di euro di minori ricavi. Inoltre, il costo di produzione unitario dell'energia termica è quasi raddoppiato per l'aumento registrato dai prezzi del combustibile sui mercati di approvvigionamento.

Gli effetti dell'impatto tariffario e dei maggiori costi di materia prima sono stati mitigati sia dalla rilevante vendita di energia nel mercato dei clienti idonei, sia dalla riduzione operata sui costi fissi.

In particolare, il costo del lavoro è stato pari a 111,5 milioni di euro, con una diminuzione rispetto all'esercizio precedente del 3,33%, dovuta ad una diminuzione del numero dei dipendenti delle società del Gruppo in relazione al processo di razionalizzazione delle risorse.

FIG. 10 NUMERO DEI DIPENDENTI DEL GRUPPO AEM MILANO



Fonte: Bilancio 2000

L'utile netto del Gruppo prima delle imposte dell'esercizio 2000 si è attestato a 99,7 milioni di euro con un decremento di 27,8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Per quanto riguarda più in particolare il settore della distribuzione e vendita del gas, sono stati immessi in rete 1.086,8 milioni di metri cubi di gas naturale, con un incremento di 92,9 milioni di metri cubi, pari al 9,3% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

Gli utenti al 31 dicembre 2000, pari a circa 849.200 unità, sono aumentati complessivamente di circa 46.400 unità (+5,8% rispetto al 31 dicembre 1999). Tale incremento è stato realizzato prevalentemente attraverso l'acquisizione di nuove utenze domestiche e per riscaldamento.

Nel corso del 2000 i ricavi per le vendite di gas sul mercato ammontano a 344,8 milioni di euro.

Durante l'esercizio sono stati realizzati investimenti per circa 36 milioni di euro, di cui 8,7 milioni per il mantenimento e la sicurezza degli impianti e 27,3 relativi allo sviluppo ed al potenziamento della rete, influenzato quest'anno in modo particolare da un significativo incremento nell'acquisizione delle utenze nel mercato del riscaldamento.

A fine 1999 Aem s.p.a. ha modificato il proprio assetto societario (unbundling societario) conferendo l'attività di distribuzione elettrica, di trasmissione, di distribuzione di gas e calore a nuove società.

Aem s.p.a., a seguito del processo di societizzazione continua a svolgere le attività di produzione di energia elettrica, di gestione degli impianti semaforici e di illuminazione pubblica, nonché le attività relative ai servizi centralizzati, tipici di una holding, che sono gestiti anche per conto delle società controllate con contratti di servizio.

Accanto ai due core business tradizionali, elettricità e gas, Aem sta sviluppando il business delle telecomunicazioni in partnership con e.Biscom s.p.a., via Metroweb s.p.a. e Fastweb s.p.a.

Per quanto riguarda strettamente il core business gas, il Gruppo Aem ha proseguito la propria strategia di sviluppo mirando all'espansione territoriale, anche internazionale, all'aumento delle quote di mercato e all'integrazione verticale attraverso principalmente:

- l'acquisizione di Serenissima Gas s.p.a., Serenissima Gas s.p.a. (la quale controlla la Triveneta Gas s.p.a.);
- l'acquisizione di una partecipazione pari al 48,5% del capitale sociale di una società slovena Mestni Plinovodi, concessionaria in Slovenia della costruzione di reti e gestione del servizio gas;
- la partecipazione al 35% del capitale di Alagaz s.p.a. per lo sviluppo della progettazione e della gestione di reti gas nel territorio della Federazione Russa (San Pietroburgo);
- la gestione del servizio di distribuzione e vendita del gas naturale su altri territori attraverso la partecipazione a gare di affidamento, come nel caso del Comune di Buccinasco;
- la costituzione con Amga Genova s.p.a. e Asm Brescia s.p.a. di Plurigas, società operante nel mercato all'ingrosso del gas naturale. La nuova società sarà attiva direttamente anche nella vendita di gas a grandi clienti idonei.

Inoltre, Aem ha realizzato un piano di ristrutturazione dell'indebitamento delle società del Gruppo, ed in particolare di Aem Gas s.p.a., al fine di ottimizzarne la struttura e ridurre gli oneri finanziari derivanti da mutui stipulati nel 1991/1994 a condizioni di mercato più onerose rispetto ai tassi medi ottenibili attualmente.

Le linee strategiche delineate dal Gruppo Aem Milano per lo sviluppo futuro dell'attività si possono così riassumere:

- aumentare la capacità produttiva di energia elettrica anche attraverso l'acquisizione di nuova capacità produttiva di energia elettrica ad esempio attraverso la partecipazione alla gara per l'acquisizione delle centrali Enel attraverso Itaipower ⁽⁴⁶⁾;
- ampliare la quota di mercato e il fatturato per cliente in portafoglio attraverso l'offerta di pacchetti di prodotti e servizi aggiuntivi;
- costituire alleanze strategiche;
- sviluppare nuovi business come ad esempio l'attività di trading di prodotti energetici e la fornitura di servizi di gestione operativa alle imprese del gruppo e ad imprese terze (Aem Service).

⁽⁴⁶⁾ Itaipower realizza un'alleanza mirata ed articolata tra le società energetiche locali delle maggiori città italiane: Milano, Roma, Torino; un importante operatore elettrico europeo, Atel; alcune società finanziarie e altri importanti gruppi industriali nazionali; allo scopo di acquisire le centrali elettriche che Enel è stata costretta a cedere per superamento dei limiti antitrust.