

*AUTORITA' GARANTE
DELLA CONCORRENZA
E DEL MERCATO*

INDAGINE CONOSCITIVA NEL SETTORE DEL GAS METANO

Bozza di stampa

INDAGINE CONOSCITIVA NEL SETTORE DEL GAS METANO

INDICE

PREMESSA

CAPITOLO 1. LA STRUTTURA DELL'INDUSTRIA DEL GAS NATURALE IN ITALIA

1. La domanda di gas naturale in Italia

- 1.1 Incidenza del gas naturale sui consumi totali di energia*
- 1.2 Ripartizione della domanda di gas naturale nelle varie tipologie di consumo*
- 1.3 Previsioni a medio termine*

2. L'offerta di gas naturale in Italia

- 2.1 L'approvvigionamento*
 - 2.1.1 La produzione nazionale*
 - 2.1.2 Le importazioni*
 - 2.1.3 Il ruolo di Eni nell'attività di importazione*
 - 2.1.4 Prospettive future dell'offerta*
- 2.2 Il trasporto*
- 2.3 Lo stoccaggio e il dispacciamento*
- 2.4 La distribuzione*
 - 2.4.1 Distribuzione primaria*
 - 2.4.2 Distribuzione secondaria*

3. Il monopolio integrato di Eni nella filiera del gas

4. Quadro riassuntivo

CAPITOLO 2. IL QUADRO NORMATIVO

1. Premessa

2. Le attività dell'industria del gas naturale

- 2.1 La fase upstream*
- 2.2 Lo stoccaggio*
- 2.3 Il trasporto*
 - 2.3.1 I piani di metanizzazione del Mezzogiorno*
- 2.4 Il vettoriamiento*
- 2.5 La distribuzione primaria e secondaria*

3. La disciplina fiscale

- 3.1 I tributi previsti per il consumo di gas naturale*
- 3.2 Il responsabile del pagamento dell'accisa*

CAPITOLO 3. PREZZI E TARIFFE**1. Premessa****2. Prezzi delle importazioni e della produzione nazionale****3. I contratti tra Snam ed associazioni di categorie di utenti sul mercato libero***3.1 Le utenze industriali**3.1.1 La fornitura continua**3.1.2 La fornitura interrompibile**3.2 Le utenze termoelettriche**3.3 Le aziende di distribuzione***4. Il mercato regolamentato***4.1 La metodologia tariffaria**4.2 Aspetti critici dell'attuale metodo**4.2.1 Mancanza di una tariffa unica**4.2.2 Elevata dipendenza delle tariffe dalle variazioni della materia prima***5. Tariffe di vettoriamento****Appendici****CAPITOLO 4. IL PROCESSO DI CREAZIONE DEL MERCATO INTERNO ALL'UNIONE EUROPEA DEL GAS NATURALE****1. I diversi assetti dell'industria del gas naturale nei principali paesi dell'Unione Europea***1.1 Sviluppo dei mercati**1.2 Struttura dell'offerta ed assetto regolamentativo**1.2.1 Regno Unito**1.2.2 Olanda**1.2.3 Germania**1.2.4 Francia**1.2.5 Spagna**1.2.6 Una sintesi**1.3 Struttura della domanda di gas naturale***2. La politica comunitaria in tema di mercato unico del gas naturale****3. La proposta di Direttiva sul mercato interno all'Unione Europea del gas naturale***3.1 Le varie posizioni degli Stati membri**3.2 Il ruolo del servizio pubblico**3.3 Grado di apertura del mercato**3.4 Modalità di libero accesso alle reti esistenti**3.5 I contratti Take or Pay**3.6 Prezzi e tariffe**3.7 Unbundling delle imprese integrate*

CAPITOLO 5. LA PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA NEL MERCATO DEL GAS NATURALE IN ITALIA**Premessa****1. Caratteristiche del mercato nazionale**

- 1.1 Struttura del mercato italiano del gas naturale e posizione del gruppo Eni*
 - 1.1.1 Approvvigionamento: produzione e importazione di gas naturale*
 - 1.1.2 Trasporto*
 - 1.1.3 Distribuzione e vendita*
- 1.2 L'integrazione nel gruppo Eni delle attività inerenti al gas naturale*
- 1.3 La privatizzazione di Eni*

2. Ostacoli alla creazione di un mercato concorrenziale del gas naturale in Italia

- 2.1 Approvvigionamento (produzione ed importazione) di gas naturale*
 - 2.1.1 Produzione nazionale di gas naturale*
 - 2.1.2 Importazione di gas naturale ed attività pre-emptive di Snam*
 - 2.1.3 Conseguenze del rafforzamento di Eni nell'approvvigionamento*
- 2.2 Trasporto*
 - 2.2.1 Mancanza di pari opportunità nella costruzione di gasdotti*
 - 2.2.2 Riallocazione della capacità di stoccaggio*
 - 2.2.3 Insufficiente disciplina per l'accesso alle reti e l'apertura del mercato*
- 2.3 Distribuzione e vendita*
 - 2.3.1 Distorsioni fiscali*
 - 2.3.2 Prezzi praticati da Snam alle utenze finali industriali e termoelettriche*
 - 2.3.3 Prezzi praticati da Snam alle aziende di distribuzione*
 - 2.3.4 Prezzi praticati dai distributori all'utenza finale domestica*
 - 2.3.5 Prezzi praticati a diverse tipologie di utenza*

3. Interventi necessari a promuovere la concorrenza nel mercato italiano del gas naturale

- 3.1 Concorrenza «gas to gas»*
 - 3.1.1 Approvvigionamento*
 - 3.1.2 Trasporto*
 - 3.1.3 Distribuzione e vendita*
- 3.2 Concorrenza «interfuel»*

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI**ALLEGATI**

- A. - AVVIO DELL'INDAGINE CONOSCITIVA (IC12)**
Provvedimento n. 1714 del 10 gennaio 1994
- B. - CHIUSURA DELL'INDAGINE CONOSCITIVA (IC12)**
Provvedimento n. 5472 del 6 novembre 1997

PREMESSA

Con propria delibera del 10 gennaio 1994 l'Autorità ha deciso di avviare una indagine conoscitiva di natura generale nel settore del gas naturale.

La motivazione di tale decisione si fondava sulla crescente importanza rivestita, rispetto alle altre, da tale fonte energetica nell'ambito dell'economia nazionale; sulle particolari caratteristiche che contraddistinguono la produzione, l'approvvigionamento, il vettoriamento e la distribuzione del gas naturale in Italia; sul ruolo ricoperto da Eni spa, attraverso le società Agip spa, Snam spa ed Italgas spa, nelle fasi della filiera del gas naturale nel nostro paese; sulla iniziativa comunitaria che, alla data di avvio dell'indagine, prefigurava la necessità di promuovere un processo di liberalizzazione del mercato interno del gas nella Unione Europea, così come dell'energia elettrica.

In particolare, l'Autorità riteneva necessario valutare la congruità dell'assetto organizzativo, raggiunto dal settore in Italia, con gli obiettivi di liberalizzazione che sarebbero stati sollecitati anche dall'iniziativa comunitaria.

Nel corso dello svolgimento dell'indagine, l'Autorità si è avvalsa delle informazioni tratte da numerosi soggetti operanti nelle varie fasi della filiera: approvvigionamento, trasporto e distribuzione primaria (Snam spa, Edison Gas spa, British Gas Italia spa e British Gas RiMi spa); distribuzione secondaria (Italgas spa, Camuzzi spa). In qualità di soggetti che contrattano con Snam le condizioni di acquisto del gas sono state sentite anche Confindustria, Unapace, Federgasacqua, Anig ed Enel. Anche altri elementi, quali il processo di privatizzazione di Eni spa; la sua progressiva integrazione verticale nell'attività di produzione interna ed estera del gas; l'istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; infine, il prolungamento del dibattito comunitario volto alla approvazione della direttiva per la creazione del mercato interno del gas, hanno costituito altrettanti aspetti di rilievo per confermare e qualificare il percorso dell'analisi.

L'indagine conoscitiva è suddivisa in cinque capitoli, che contengono: l'esame della struttura dell'industria nazionale del gas (cap. 1); la ricostruzione sintetica del quadro normativo di riferimento (cap. 2); l'analisi della formazione dei prezzi e delle tariffe relative ai diversi tipi di consumo (cap. 3); la descrizione del processo non ancora compiuto di approvazione della direttiva per la creazione del mercato interno all'Unione Europea del gas (cap. 4); infine, le conclusioni in cui vengono indicate le principali misure idonee, a giudizio dell'Autorità, per promuovere in Italia una concorrenza effettiva nel mercato del gas (cap. 5).

CAPITOLO 1. LA STRUTTURA DELL'INDUSTRIA DEL GAS NATURALE IN ITALIA

1. La domanda di gas naturale in Italia

Il gas naturale (GN) è l'unica risorsa naturale presente in una apprezzabile quantità sul territorio nazionale. Stime recenti assegnano all'Italia riserve certe pari a oltre 277 miliardi di metri cubi di gas¹. L'inizio dell'attività di produzione industriale di GN risale alle prime scoperte di giacimenti in Val Padana ed alla contestuale creazione dell'Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) nel 1953.

Il GN è un idrocarburo in forma gassosa presente, molto spesso insieme al petrolio grezzo, in giacimenti situati a varia profondità. Il GN si differenzia a seconda del tenore di gas metano (CH₄) contenuto rispetto agli altri gas - propano e butano - spesso miscelati assieme al metano.

Il trasporto di GN è assicurato da gasdotti ad alta pressione che si innestano in reti di distribuzione locale a bassa pressione direttamente allacciate alle utenze finali.

Oltreché allo stato gassoso, se trattato in maniera opportuna, il GN può essere trasportato allo stato liquido (GNL) in apposite navi metaniere, che possono percorrere lunghe distanze difficilmente superabili con i gasdotti. Naturalmente, l'impiego commerciale di GNL implica la necessità di un terminale di rigassificazione nel punto di sbarco della nave metaniera.

1.1 Incidenza del gas naturale sui consumi totali di energia

Rispetto alle altre fonti di energia, il GN, nel periodo 1985-1996, ha aumentato considerevolmente la propria quota sui consumi totali energetici in fonti primarie (cfr. tab. 1).

Il tasso di crescita dei consumi di gas è stato in Italia più di tre volte maggiore di quello del totale delle fonti di energia (rispettivamente 70% contro 18%), con un incremento medio annuo pari a circa il 5%.

Conseguentemente, raggiunto un livello di consumi totali pari a 46,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) nel 1996, il GN ha acquisito nel decennio considerato una più consistente incidenza rispetto al totale delle risorse primarie (dal 19% del 1985 al 27% del 1996) e si è imposto come secondo input energetico per importanza dopo il petrolio (la cui quota è scesa dal 59% del 1985 al 54% del 1996).

Tabella 1. Consumi di energia in fonti primarie in Italia
(milioni di tep)

	1985	1987	1989	1991	1993	1996
Combustibili solidi	16,1	15,8	15	15,1	12	13,1
GN	27,2	32,1	36,8	41,5	42,1	46,3
Petrolio	85,6	90,0	93,9	91,7	93,2	93,9
Energia elettrica primaria	17	14,7	15,9	17,9	18,4	19,3
Totale	145,9	152,6	161,6	166,2	165,7	172,6

Fonte: Eni su dati Ministero Industria.

E' significativo notare che, in un periodo leggermente inferiore al precedente (1985-95), la crescita dei consumi di GN in Italia è stata più intensa di quella sperimentata nella Unione Europea (+3,5% circa in media annua). Ciò ha determinato la conseguenza che, a fine 1995, l'incidenza di GN sul totale delle altre fonti energetiche sia risultata in Italia superiore (26%) a quella dell'Unione Europea (20%) (cfr. tab. 2).

¹ Cfr. dati Assomineraria contenuti nella Staffetta Petrolifera del 19 luglio 1997.

Tabella 2. Consumi di energia in fonti primarie in Unione Europea
(milioni di tep)

	1985	1987	1989	1991	1993	1995
Combustibili solidi	241	237	233	276	233	222
GN	184	198	202	232	243	258
Petrolio	489	504	517	555	562	568
Idrogeoelettrico	42	43	35	39	43	43
Nucleare	107	120	140	145	159	161
Totale	1.063	1.102	1.127	1.247	1.240	1.252

Fonte: Unione petrolifera su dati Eni.

Tra le principali cause che hanno determinato tale costante incremento nel livello di consumo di GN rientrano²: (1) inferiori impurità naturali rispetto a quelle riscontrabili nelle altre fonti energetiche; (2) assenza di impianti esterni di raffinazione e di deposito (lo stoccaggio viene effettuato all'interno di giacimenti esausti) che, nel caso dei combustibili derivati del petrolio (ATZ, BTZ, gasolio, GPL), comportano enormi problemi di impatto ambientale e di compatibilità sociale da parte delle popolazioni residenti³; (3) rendimento termico superiore agli altri combustibili solidi e liquidi; (4) minori problemi di manutenzione degli impianti; (5) maggiore comodità d'uso.

Rispetto ai derivati del petrolio (gasolio, GPL, ATZ, BTZ) e degli altri combustibili fossili (legna, carbone), suoi tradizionali concorrenti negli utilizzi principali, il GN offre dunque caratteristiche di maggiore compatibilità ambientale.

Il GN, infatti, durante la combustione rilascia emissioni senza contenuto di ossidi di zolfo e senza prodotti ad alta complessità (come invece avviene nel caso di altre fonti energetiche quali il carbone, la legna, gli olii combustibili) e senza polveri. Le emissioni rilasciate dalla combustione di GN sono, infatti, esclusivamente composte da anidride carbonica (CO₂) ed acqua (H₂O), con una prevalenza dell'acqua rispetto all'anidride carbonica. Il minore vantaggio ambientale del GN rispetto ai derivati del petrolio è rappresentato dalla presenza di ossidi di azoto (NO_x).

Nei confronti degli olii combustibili e del carbone, tradizionalmente concorrenti di GN nelle attività industriali e di generazione elettrica, poste eguali a 100 le emissioni di CO₂ derivanti dalla combustione di GN, quelle dell'olio combustibile sono pari a 135, mentre quelle del carbone a 170. Rispetto ad una fonte energetica concorrente nel settore del riscaldamento per usi civili (GPL), invece, il GN riduce il proprio vantaggio in termini di minor impatto ambientale. Il GPL, infatti, essendo una miscela dei gas butano e propano, ha un contenuto di carbonio sicuramente inferiore a quello degli olii combustibili, ancorché leggermente superiore al GN. Fatto 100 il contenuto di CO₂ di GN, infatti, il GPL si colloca tra 100 ed il valore di 135 relativo all'olio combustibile⁴.

1.2 Ripartizione della domanda di gas naturale nelle varie tipologie di consumo

Visto l'alto potere calorico specifico, l'impiego di GN è stato da sempre quello di combustibile energetico, nei settori industriale, termoelettrico e civile⁵.

² Cfr. Campodall'Orto (1995), Estrada-Moe-Martinsen (1995).

³ Esiste, tuttavia, un problema di impatto ambientale collegato alla realizzazione dei terminali di rigassificazione del GNL.

⁴ Diversamente dagli olii combustibili il GN non contiene zolfo. Per ridurre il tenore di anidride solforosa che contengono gli olii combustibili è necessario sottoporli ad un costoso processo di trattamento chimico, che aumenta i costi di produzione in maniera elevata. A partire dal 1996, tuttavia, il gasolio da riscaldamento immesso in commercio contiene una percentuale di zolfo assai più ridotta che in passato. I dati riportati nel testo e relativi al contenuto di CO₂ delle varie fonti energetiche sono stati forniti dalla società Edison Gas nel corso dell'audizione dell'8 novembre 1996.

⁵ Per usi civili si intendono quelli legati alla cottura dei cibi, al riscaldamento individuale e centralizzato ed a limitati usi industriali e commerciali.

Negli anni, il peso dei consumi industriali, inizialmente preponderante, è andato progressivamente diminuendo a favore di quelli civili ed, in un secondo momento, soprattutto di quelli termoelettrici.

Fondamentali alla penetrazione di GN per usi civili sono stati:

(1) alcuni provvedimenti normativi di incentivazione finanziaria delle opere di metanizzazione delle regioni meridionali del paese (legge 784/80);

(2) un utilizzo della leva fiscale che ha creato un regime di prelievo preferenziale per il GN rispetto ai combustibili alternativi derivati dal petrolio.

Tra gli elementi che, negli ultimi dieci anni, hanno, invece, contribuito alla notevole crescita dei consumi di GN per usi termoelettrici rientrano: (1) l'abbandono della tecnologia nucleare a seguito del referendum abrogativo del 1987; (2) la diffusione di nuove tecnologie di generazione elettrica a ciclo combinato alimentate a GN che presentano livelli di efficienza del 15% superiori delle tradizionali centrali termiche (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT)⁶; (3) l'introduzione di una parziale liberalizzazione dell'attività di generazione di energia elettrica incentivante l'impiego di tecnologie di generazione elettrica utilizzando le cosiddette «fonti alternative ed assimilabili» (cfr. articolo 22 della legge 9/91)⁷.

Il processo di redistribuzione di GN tra le varie tipologie di consumo avvenuto in Italia, sebbene sia coerente con le linee di tendenza che hanno caratterizzato nello stesso periodo i consumi di GN all'interno della Unione Europea, è stato sicuramente più intenso che altrove, a ragione del ritardo con cui il nostro paese ha iniziato la diffusa metanizzazione dei centri urbani, in particolare modo dell'Italia meridionale⁸.

Dall'esame dei flussi di domanda di GN relativi al periodo 1980-1996, distinti per le varie tipologie di consumo (industriale, termoelettrico e civile), è possibile derivare un quadro più analitico delle tendenze dell'industria del gas nel nostro paese (cfr. tab. 3).

Tabella 3. Domanda di GN in Italia, 1980-1996

(miliardi di metri cubi)

	1980	1985	1990	1996
1. Industria	14,1	13	18,8	20,8
2. Usi civili	10,9	13,9	19,1	24,1
3. Termoelettrica ed altri	2,4	6,3	9,7	11,6
Totale	27,4	33,2	47,6	56,5

⁶ I primi impianti a ciclo combinato di grossa taglia sono stati realizzati in Giappone nel 1985 e si sono imposti immediatamente per la maggiore flessibilità rispetto alle grandi centrali termonucleari in termini di minori vincoli ambientali e di abbassamento del *break-even* dei prezzi dei combustibili per la generazione elettrica. Cfr. Amman (1996). L'uso sempre più massiccio del GN nel processo di generazione di energia elettrica deriverebbe, inoltre, anche dall'effetto esercitato sulle scelte di Enel dalla legislazione nazionale in tema di ambiente e dai limiti alle emissioni da combustione di fossili (Decreto del Ministero dell'Ambiente dell'8 maggio 1989, in applicazione della Direttiva 609/88/CEE e Decreto del Ministero dell'Ambiente del 12 luglio 1990). Sulla base di queste norme, le limitazioni poste per gli impianti con potenza superiore ai 500 Mwh opererebbero nella direzione di rendere il GN l'unica alternativa economica per Enel (cfr. Tabarelli, 1997).

⁷ Per fonti rinnovabili, il Provvedimento CIP 6/92 (attuativo dell'articolo 20, comma 1 e 22, comma 5 della legge 9/91) individua: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Per fonti assimilabili, si intendono, invece, la cogenerazione di energia e calore; l'utilizzo di calore di risulta, di fumi di scarico e di altre forme di energia recuperabile in processi ed in impianti; l'utilizzo di scarti della lavorazione e/o di fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati. L'ammissione della cogenerazione tramite impianti CCGT tra le fonti assimilate ha impresso un sostanziale aumento dei consumi di GN per uso termoelettrico negli ultimi anni in Italia. Il Provvedimento CIP 6/92, attuativo del disposto del quarto comma dell'articolo 22 della legge 9/91, prevede che le quantità di energia prodotta dai generatori indipendenti autorizzati che utilizzano fonti alternative ed assimilabili siano cedute ad Enel ad un prezzo calcolato sulla base del principio del «costo evitato». Più in dettaglio, il prezzo a cui Enel acquista l'energia elettrica in base al CIP 6/92 è articolato in tre componenti: (1) il *costo evitato di impianto e di esercizio* che individua il risparmio conseguito teoricamente da ENEL per non aver dovuto realizzare gli impianti costruiti dai privati; (2) il *costo evitato di combustibile*, che rappresenta il risparmio teorico conseguito da ENEL e relativo al mancato acquisto di combustibile convenzionale per generare l'energia prodotta dai privati; (3) l'incentivo da corrispondere solo per i primi otto anni di esercizio correlato alla specifica tipologia di impianto (di nuova realizzazione).

⁸ Funzionale a quest'opera di metanizzazione civile delle aree del Paese, non immediatamente prossime alla Valle Padana ed ai mari prospicienti, è stata sicuramente la politica di importazione di GN dall'Algeria perseguita dall'Eni, che ha portato, nei primi anni '80, al completamento del primo tratto del gasdotto algerino «TransMed».

Fonte: dati Edison Gas ed Eni.

La domanda totale di GN è cresciuta considerevolmente nel periodo analizzato. L'incremento maggiore è stato quello relativo agli usi termoelettrici che, passando da un consumo di 2 miliardi di metri cubi nel 1980, ad uno di 11,6 miliardi nel 1996, sono aumentati di quasi sei volte. Superiore di poco all'incremento della domanda totale è stato quello registrato nei consumi civili, mentre gli usi industriali sono cresciuti in misura largamente inferiore.

Da un peso sulla domanda totale di GN pari, nel 1980, rispettivamente al 52% ed al 41%, gli usi industriali e quelli civili presentano, pertanto, a fine 1996, una incidenza rispettivamente del 37% e 43%. La domanda proveniente dagli usi termoelettrici, in coerenza con i dati sull'andamento globale nel periodo, aumenta la propria incidenza sul totale dei consumi, dal 7% nel 1980 al 20% nel 1996.

Nel 1996, la ripartizione della domanda totale di GN per aree geografiche è la seguente: Italia settentrionale 66%, Centro 19% , Sud 15%.

1.3 Previsioni a medio termine

Le previsioni circa il peso di GN sul totale delle fonti primarie indicano un aumento dal 26% (1995) al 36% (2005). Nel 2005 il mercato italiano dovrebbe raggiungere una dimensione pari ad un quinto circa del totale del mercato della Unione Europea (cfr. tab. 4).

Tabella 4. Previsioni sui consumi di GN 1996-2005

(miliardi di metri cubi)

	1995	2000	2005
Consumi			
UE	327	386	438
Italia	55	76	84
Penetrazione sui consumi di energia primaria			
UE	20%		
Italia	26%	23%	25%
		34%	36%

Fonte: Elaborazioni Edison Gas su dati BP, Cedigaz, Eni, IEA, Ministero Industria, UE, UP.

I dati della tabella 4 coincidono con le previsioni contenute in uno studio realizzato nel 1996 congiuntamente dal Ministero dell'Industria e da quello dell'Ambiente⁹. Tali dati indicano che l'incremento nei consumi di GN, per quanto sostenuto da una crescita di tutte le varie componenti della domanda, dovrebbe avvenire soprattutto a seguito di una notevole crescita della domanda per usi termoelettrici (cfr. tab. 5).

Tabella 5. Previsione sulla domanda di GN

(miliardi di metri cubi)

	1996	2000	2005
Termoelettrico	11,6	21-27	28-35
Industriale	20,9	24-25	26-27
Civile	24,1	26-27	27-28
Totale	56,5	71-79	81-89

Fonte: Ministero Industria e Ministero Ambiente (1996).

La domanda proveniente dal settore termoelettrico dovrebbe aumentare dell'82%, soprattutto grazie agli «usi obbligati», cioè ad impianti tecnologicamente vincolati all'uso di GN quale combustibile utilizzato per la generazione.

⁹ Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato e Ministero dell'Ambiente (1996).

Gli usi civili ed industriali dovrebbero crescere congiuntamente del 23%, passando dai 45 miliardi di metri cubi del 1996, ai 53-55 miliardi di metri cubi del 2005, di cui 41 miliardi dovrebbero essere riferiti a consumi obbligati.

In particolare, il settore civile dovrebbe trarre stimolo dal progressivo completamento delle opere di realizzazione di reti di distribuzione cittadine inserite nel «Programma Generale di Metanizzazione del Mezzogiorno»¹⁰.

Tabella 6. Variazione del peso percentuale delle componenti sulla domanda totale di GN

Domanda	1996	1998	2000	2002	2005
Industriale	37	35	33	33	32
Termoelettrica	20	28	33	34	36
Civile	43	37	34	33	32

Fonte: Ministero Industria ed Ambiente (1996).

Le previsioni indicano che l'attuale ripartizione dei consumi totali dovrebbe evolvere secondo il profilo riportato nella tabella 6 verso una sostanziale omogeneità dell'incidenza dei tre utilizzi finali¹¹.

2. L'offerta di gas naturale in Italia

Da un punto di vista strutturale, l'industria di GN può essere descritta come una filiera verticalmente integrata in varie fasi:

- (1) l'approvvigionamento, a sua volta distinto in produzione e importazione;
- (2) il trasporto dorsale tramite rete di gasdotti ad alta pressione (sia primari che secondari)¹²;
- (3) la distribuzione primaria ad utenze finali (industriali e termoelettriche) ed intermedie (aziende di distribuzione);
- (4) la distribuzione secondaria alle utenze finali civili.

In tutti i paesi, lo sviluppo dell'industria del gas è avvenuto tramite imprese caratterizzate, con una diversa gradazione, da una integrazione verticale nelle varie fasi della filiera del gas.

¹⁰ A fine 1994, 675 comuni meridionali, per una popolazione residente di circa 13,1 milioni di abitanti, erano dotati di una rete di distribuzione di GN. Il completamento delle opere implicherà la metanizzazione di altri 464 comuni meridionali in cui risiede una popolazione di circa 2,6 milioni di abitanti. Nel momento in cui viene conclusa l'indagine è ancora in discussione l'eventualità di introdurre un sistema di GN anche in Sardegna, attualmente l'unica parte del territorio nazionale che non dispone di questa risorsa energetica. Le possibili opzioni sembrano essere: (1) collegare l'isola con la rete dei metanodotti del continente attraverso un gasdotto sottomarino; (2) realizzare un terminale di rigassificazione del GNL di capacità sufficiente a servire un'area ben più ampia della sola Sardegna e che consenta di diversificare, dal lato delle fonti, la politica italiana di approvvigionamento di GN (i paesi produttori di GNL non sono, infatti, gli stessi con cui l'Italia è collegata via gasdotto).

¹¹ Il forte incremento della componente termoelettrica della domanda dovrebbe derivare, da un lato, dal programmato aumento della quota degli impianti CCGT sul totale del parco generazione Enel e, dall'altro, dalla sempre più massiccia sostituzione dell'olio con il GN nelle centrali polivalenti. Un elemento che sarà capace di influenzare l'intensità e la velocità di questo processo di sostituzione di altri combustibili con GN è rappresentato dal modo con cui verranno realizzate le annunciate joint venture tra Enel e, rispettivamente, Eni ed Enron, tutte e due finalizzate alla costituzione di un soggetto attivo sul futuro mercato dell'energia elettrica destinata ai clienti idonei. Entrambi i partners di Enel nelle joint venture, infatti, si caratterizzano per essere attivi nel settore della produzione, trasporto e vendita di GN. L'accordo fra Enel ed Eni, annunciato il 5 maggio 1997, al momento in cui si redige questa indagine non è ancora passato alla sua fase operativa. Esso dovrebbe prevedere la riconversione di numerose centrali Enel attualmente rifornite con olio combustibile in impianti CCGT. Nell'ottica di Eni, l'importanza dell'accordo con Enel risiederebbe nella possibilità di acquisire in via permanente una quota aggiuntiva della attuale domanda di GN di Enel rappresentata dall'insieme di impianti che Enel conferirebbe nella joint venture. Al riguardo, come si avrà modo di segnalare anche in altra parte dell'indagine, si osserva che Enel avrebbe negli anni scorsi preso accordi con Edison Gas, unico concorrente attuale di Snam nell'attività di trasporto, in merito all'eventualità di servirsi di quantitativi di GN importati direttamente da Edison Gas tramite una propria joint venture (Volta Spa) realizzata con il produttore russo GazProm. La realizzazione della joint venture Enel/Eni metterebbe in discussione questi accordi tra il monopolista elettrico ed Edison Gas.

¹² Nel caso del GNL tale fase è sostituita dal trasporto con nave metaniera e dalla sua rigassificazione in appositi terminali.

In Italia, la società Eni spa, il cui capitale sociale è tuttora detenuto per il 51% dal Ministero del Tesoro, è presente in forma integrata in tutte le fasi produttive e distributive richiamate¹³.

Gli investimenti infrastrutturali necessari alla creazione di nuova capacità di offerta di GN, siano essi relativi allo sfruttamento di nuovi giacimenti, alla sottoscrizione di contratti di importazione, alla creazione di nuove linee di gasdotti ad alta pressione oppure di nuove reti di distribuzione locale, sono attività assai complesse che richiedono un notevole arco di tempo per essere realizzate.

Pertanto, le variazioni nella capacità di offerta di GN in un dato sistema rispondono sempre ad una logica di programmazione di medio-lungo periodo e tendono necessariamente a coincidere con gli incrementi di domanda previsti per lo stesso arco di tempo.

La caratteristica dell'offerta di GN di svilupparsi solo in presenza di un «mercato di sbocco» capace di assorbire nuove quantità rende, dunque, assai efficace il perseguimento di strategie di «market pre-emption» da parte dell'operatore dominante.

2.1. L'approvvigionamento

La tabella 7 mostra il contributo delle importazioni e della produzione nazionale di GN al soddisfacimento della domanda complessiva di GN realizzata nel periodo 1980-1996.

A fronte di una crescita media annua dei consumi del 5%, le importazioni sono aumentate ad un tasso medio annuo del 6% e la produzione del 3,5%. Di conseguenza, l'incidenza delle importazioni sui consumi totali è passata dal 53% del 1980, al 57% del 1985 ed, infine, al 64% del 1996¹⁴.

Tabella 7. Approvvigionamento di GN in Italia, 1985-1996
(miliardi di metri cubi)

	1980	1985	1990	1996
Importazioni	14,4	19,6	20,9	36,5
Produzione nazionale	13,0	13,6	16,7	20,0
Totale	27,4	33,2	47,6	56,5

Fonte: Edison Gas e Eni.

L'Italia, pertanto, al crescere del livello dei consumi totali di GN, ha assunto sempre più la configurazione di paese importatore netto¹⁵.

2.1.1 La produzione nazionale

Il GN viene prodotto sia da giacimenti terrestri, sia da giacimenti offshore. Nel nostro paese le attività di ricerca e produzione di idrocarburi, petrolio e gas naturale, sono localizzate in quattro aree: Val Padana, Mare Adriatico e Ionio, Appennino Meridionale e Sicilia.

L'attività di sfruttamento dei giacimenti situati in Val Padana e sul tratto di Mare Adriatico prospiciente è stata affidata all'Eni, in regime di esclusiva legale, dal 1953 sino al 31° dicembre 1996. Il D. Lgs. 625/96, che ha recepito la Direttiva 22/94/CE, ha abolito, a partire dal 1° gennaio 1997, qualsiasi monopolio su tali attività¹⁶.

Contrariamente al periodo di iniziale sfruttamento della risorsa GN in Italia, i principali giacimenti italiani di GN non si trovano attualmente nella ex zona Eni, bensì nell'Adriatico centrale e nel Mar Ionio. Dei circa 277 miliardi di metri cubi di gas costituenti le attuali riserve certe, 52 miliardi di metri cubi (19%) si trovano nell'area sottoposta a riserva sino al 1996, mentre gli altri 225 miliardi di metri cubi sono localizzati sul restante territorio

¹³ Il 49% del capitale di Eni è frazionato tra una molteplicità di singoli azionisti.

¹⁴ La quota della produzione interna è stata, dunque, pari al 47% nel 1980, al 43% nel 1985 ed, infine, al 36% nel 1995.

¹⁵ Del tutto marginali sono, infatti, le quantità di GN consegnato da Snam in Slovenia e Canton Ticino.

¹⁶ Su questi temi cfr. *infra* il capitolo 2.

nazionale. L'attività di sfruttamento di 15 giacimenti situati in Alto Adriatico, per riserve certe pari a 27 miliardi di metri cubi, è stata bloccata nel 1995 in attesa di una valutazione della compatibilità ambientale dell'attività di estrazione da parte del Ministero dell'Ambiente, d'intesa con la regione Veneto.

Agip ha svolto per anni il ruolo di società caposettore, controllata al 100%, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi di Eni. A seguito di una delibera del Consiglio di amministrazione del giugno 1997, Agip sarà incorporata nella holding Eni con effetto dal 1° gennaio 1998.

Dei circa 20 miliardi di metri cubi di GN prodotti in Italia nel 1996, circa il 90% (intorno a 18 miliardi di metri cubi) è stato prodotto dalla società Agip. Più in generale Eni, a fine 1996, disponeva di riserve certe di GN in Italia per poco meno di 210 miliardi di lire, pari al 75% del totale delle riserve nazionali¹⁷.

Agip avrebbe anche la possibilità di convogliare sul territorio nazionale alcune delle ingenti riserve detenute all'estero (in particolare in Nord Africa, Libia ed in Egitto)¹⁸. Quest'ultima eventualità, tuttavia, è legata alla possibilità di veicolare il GN, via gasdotto o via nave (in forma liquida) dal luogo di estrazione fino in Italia

Il restante 10% di GN di origine nazionale è prodotto da un ridotto numero di operatori.

Edison Gas spa, controllata dalla società Edison Spa- appartenente a sua volta al gruppo Compart (ex Ferruzzi) - è il principale produttore indipendente di GN con una quota della produzione nazionale pari a circa il 7% nel 1996 (1,5 miliardi di metri cubi concentrati in una serie di giacimenti sul mare Adriatico al largo delle coste abruzzesi e nell'Italia centrale)¹⁹.

Gli altri produttori comprendono: (1) alcune società petrolifere detentrici di titoli minerari, in particolare modo lungo le coste adriatiche e nell'Italia meridionale (Elf, Fina, Total)²⁰; (2) la British Gas Ri.Mi., nata dall'acquisizione da parte della società inglese British Gas Plc, delle attività minerarie risalenti al gruppo Fiat e precedentemente raggruppate nella società Fiat Risorse Minerarie²¹.

2.1.2 Le importazioni

Tra le caratteristiche che contraddistinguono l'attività di importazione di GN²² assumono rilievo: (1) la necessità di intrattenere rapporti con fornitori molto spesso rappresentati dagli stessi Stati produttori (o da imprese locali a capitale pubblico), cui può essere associato talvolta un «rischio politico» (ad es. Algeria, Russia); (2) la capacità finanziaria necessaria a sopportare i rischi derivanti dalla sottoscrizione di complessi contratti di importazione di lunga durata; (3) la necessità di realizzare, parallelamente al contratto di fornitura, l'infrastruttura fissa (gasdotto ad alta pressione o terminale di rigassificazione nel caso di importazione di GNL) necessaria a veicolare il GN dal paese produttore a quello di consumo²³.

¹⁷ Dati contenuti nel prospetto informativo dell'OPV Eni del giugno 1997. Si nota, pertanto, che i produttori diversi da Eni pur disponendo, globalmente, del 25% delle riserve accertate al 1996, nello stesso anno hanno prodotto il 10% del GN nazionale, a testimonianza di come, evidentemente, siano poco incentivati, data l'attuale situazione, ad incrementare la loro produzione.

¹⁸ Si tratta di 76,5 miliardi di metri cubi in Africa Settentrionale, di 20,8 miliardi di metri cubi in Africa Occidentale, di 32,3 miliardi di metri cubi nel Mare del Nord e di 8 miliardi di metri cubi nel resto del mondo (fonte: Prospetto OPV Eni, giugno 1997).

¹⁹ Edison Gas utilizza il proprio GN per rifornire (a) la propria rete di trasporto del Cellino, situata in Abruzzo, e quella della società partecipata SGM, situata tra le regioni Lazio, Campania, Molise e Puglia che sono, a loro volta, collegate con un certo numero di utenze finali industriali e civili; (b) le centrali termoelettriche della società Edison Termoelettrica.

²⁰ Edison Gas, Elf e Fina, insieme con la società Petrex spa controllata da Agip, sono gli azionisti della Società Gasdotti del Mezzogiorno spa e conferiscono il proprio GN nella rete di trasporto di questa società, attiva nel settore del trasporto e distribuzione primaria di GN. Edison Gas, con il 37%, è l'azionista di maggioranza relativa di SGM.

²¹ British Gas RiMi è subentrata nel 1996 alla Fiat RiMi nell'attività di fornitura del proprio GN agli stabilimenti Fiat sparsi sul territorio nazionale.

²² L'attività di importazione di GN è regolata da contratti bilaterali tra acquirente e fornitore. Il mercato internazionale del GN è rappresentato dall'insieme di tali contratti.

²³ Nel caso della fornitura algerina, ad esempio, questa necessità ha comportato la realizzazione da parte della Snam del primo gasdotto sottomarino del Mar Mediterraneo (TransMed).

La prima caratteristica sopra descritta individua nella «dimensione» relativa del compratore (in termini di rapporto tra la fornitura contrattata ed il totale delle vendite del fornitore) una variabile chiave per definire l'efficienza dell'attività di importazione di GN.

Riguardo alla seconda caratteristica, i principali aspetti che contraddistinguono i contratti di importazione di GN sono: (1) la clausola Take or Pay (ToP) che impegna l'importatore a garantire al fornitore ricavi pari al 70%-95% del valore globale del contratto indipendentemente dai volumi prelevati; (2) la durata (intorno ai 20/25 anni); (3) il prezzo base²⁴; (4) l'indicizzazione su parametri in genere rappresentati da un paniere di prodotti petroliferi concorrenti di GN o da un paniere di greggi; (5) la ricontrattazione del prezzo base ogni due o tre anni ovvero ogni volta che una delle parti ritenga che le mutate condizioni di mercato giustificano tale decisione; (6) il periodo di «build up», cioè il lasso di tempo (tra 4 e 8 anni) necessario a mettere a regime la fornitura.

Con riferimento all'attività di realizzazione delle infrastrutture dedicate all'importazione, si osserva che la costruzione di un grande gasdotto di importazione comporta, generalmente, un periodo di tempo di circa dieci anni, tra il momento in cui si intraprende la decisione di procedere nell'investimento e quello della effettiva disponibilità di GN sul mercato finale.

Tutto ciò, ovviamente, è nei fatti un ostacolo alla realizzabilità di forme di small scale entry verticalmente integrate nel settore dell'approvvigionamento.

Tali elementi conferiscono un ruolo particolarmente importante alla modalità di ingresso «non verticalmente integrato» sul mercato derivante dall'introduzione di un principio di accesso ai terzi alla reti esistenti (ATR), mediante cui si consenta una maggiore contendibilità del mercato delle importazioni di GN.

È opinione diffusa, tuttavia, che, in considerazione del carattere idiosincratico (elevata specificità delle attrezzature) degli investimenti legati all'attività di realizzazione di un gasdotto d'importazione, l'introduzione di un principio di ATR anche sulle linee di importazione a favore di operatori non integrati potrebbe deprimere la redditività futura dell'investimento, accrescere il costo del capitale richiesto dai finanziatori dell'opera (molto spesso operanti in regime di project financing) e, in tal modo, mettere a repentaglio la realizzazione stessa del progetto²⁵.

In base a tale impostazione si verrebbe dunque a determinare un trade-off tra realizzabilità ed affidabilità dei progetti di importazione e presenza di una pluralità di soggetti nell'attività di importazione di GN.

2.1.3 Il ruolo di Eni nell'attività di importazione

Nell'attività di importazione si riscontra in Italia un monopolio di fatto della società Snam spa, del gruppo Eni. Questa società svolge l'attività di caposettore operativa per le attività di approvvigionamento, trasporto e distribuzione di gas naturale²⁶.

L'origine geografica delle importazioni italiane è storicamente riconducibile a tre aree: ex URSS, Algeria, Olanda. La successiva tabella 8 riporta l'andamento delle importazioni per paese di provenienza. Nel periodo considerato si è osservata una progressiva riduzione dell'importanza della fornitura olandese ed una crescita pressoché uguale della fornitura algerina e russa.

²⁴ La definizione e la capacità di rinegoziazione del prezzo base sono a loro volta influenzate dalla dimensione dell'importatore (e quindi dai volumi oggetto del contratto), dalla sua credibilità sui mercati internazionali e dalla sua *expertise* contrattuale. Non è un caso che molti nuovi entranti nell'attività di importazione di GN in Europa abbiano scelto di sottoscrivere con i propri fornitori accordi di *joint venture*, al fine di ridurre i rischi dell'attività ed invogliare i fornitori stessi ad essere più coinvolti nella propria attività (cfr. ad es. gli accordi tra la società tedesca Wintershall e la società russa Gazprom e quello, per ora solo progettato, tra Edison Gas e la medesima Gazprom, relativo alla impresa comune Volta Spa).

²⁵ Cfr. Clò (1992), Amman (1996), De Paoli (1997). Gli stessi autori, però, considerano positivamente, come strumento per accrescere il livello di concorrenza sul mercato del gas, oltre agli ingressi di nuovi importatori verticalmente integrati, anche l'introduzione del principio dell'ATR sui gasdotti nazionali.

²⁶ Al momento della redazione di questa indagine non sono disponibili notizie ufficiali su un progetto di incorporazione anche di Snam in Eni. Tuttavia, dichiarazioni ufficiosi in proposito dei vertici di Eni hanno lasciato intendere che questa ipotesi non sia del tutto priva di fondamento, come misura successiva alla incorporazione di Agip in Eni.

Tabella 8. Importazioni per paese di origine di GN in Italia
(miliardi di metri cubi)

	1985	1987	1989	1991	1993	1996
Libia	3,4	0	2,8	0	0	0
Olanda	4,6	4,2	5,6	5,3	5,4	4,45
Ex URSS	6,2	8,3	11,5	14,2	13,5	13,56
Algeria	8,1	10,3	10,7	13,4	13,3	18,55
Totale	19,3	22,9	28,1	32,9	32,1	36,56

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dell'Industria ed Istat.

Dei 36,56 miliardi di metri cubi di GN importati da Snam nel 1996, il 12% provenivano dall'Olanda, il 37% dall'ex URSS ed il restante 51% dall'Algeria. Il GN importato dall'Olanda, dall'Algeria e dalla Russia viene introdotto in Italia mediante tre gasdotti appositamente realizzati da Snam, che trasportano il gas dai punti di consegna sino al confine italiano. Per la loro realizzazione Snam ha concluso accordi con altre società europee di trasporto (Ruhrgas Ag e Swiss Gas Ag, per il gasdotto olandese; OMV Ag per quello russo e Sonatrach per quello algerino).

Snam possiede, inoltre, un terminale di rigassificazione di GNL situato a Panigaglia (SP). Tale impianto, dopo un periodo di ristrutturazione, a partire dal gennaio 1997 ha ripreso a ricevere circa 2 miliardi di metri cubi di GNL l'anno provenienti dall'Algeria²⁷.

La tabella 9 riporta, per ciascuna di queste infrastrutture, i dati relativi al 1994 per la capacità massima di trasporto²⁸, il livello di impiego e l'indicazione del grado di utilizzo.

Tabella 9. Capacità massima ed utilizzo delle infrastrutture di importazione di Snam
(miliardi di metri cubi)

	Capacità massima di importazione	Quantitativi «da contratto» al 1994	Grado di utilizzo %
Gasdotto olandese	7,4	6	81
Gasdotto russo	17,8	15	84
Gasdotto algerino	17,7	12	68
Terminale GNL di Panigaglia	3,5	2	57
Totale	46,4	35	75

Fonte: Ministero Industria e Ministero Ambiente (1996).

Nel periodo che separa il 1994 dal momento in cui si conclude questa indagine, Snam ha effettuato investimenti tesi ad aumentare la capacità di trasporto di parte delle infrastrutture esistenti. Si tratta del raddoppio del gasdotto TransMed che collega Algeria ed Italia e del potenziamento delle stazioni di compressione del gasdotto russo.

²⁷ Il GNL, per la sua natura liquida, può essere trasportato anche su grandi distanze. Da questo punto di vista potrebbero aprirsi nuovi mercati per le forniture nazionali (Nigeria, Indonesia, Venezuela). È ovvio, tuttavia, che, pur se in modo diverso da quello presentato nel caso del gasdotto, il problema infrastrutturale si ripropone con riferimento alla necessità di realizzare i terminali di rigassificazione nelle aree di scarico delle navi. Il costo di tali opere, in aggiunta a quello puramente economico della costruzione dell'impianto di per sé assai rilevante, deve essere misurato tenuto conto anche delle forti resistenze di carattere ambientale manifestate dalle popolazioni nei confronti degli impianti di rigassificazione del GNL. Al riguardo emblematica è la vicenda del progetto di realizzazione di un terminale di rigassificazione, da parte di Eni in *joint venture* con Enel, a Monfalcone. L'impianto, che avrebbe dovuto ricevere 3,5 miliardi di metri cubi annui di GN contrattati da Enel con la Nigeria, è stato bloccato dall'Amministrazione comunale locale, a seguito dell'esito di un referendum popolare indetto nel settembre del 1996.

²⁸ Tale indicazione è ottenibile in forma approssimata moltiplicando per 12 (numero di mensilità annue) il massimo volume importato mensilmente realizzato in un anno sul metanodotto in questione (cfr. Ministero Industria e Ministero Ambiente, 1996).

Da una capacità massima di importazione pari a 46,4 miliardi di metri cubi annui di GN nel 1994, Snam dovrebbe, pertanto, riuscire ad ottenere, esclusivamente dalle infrastrutture attualmente in funzione, entro il 2000, una capacità massima di importazione annua pari a 64,2 miliardi di metri cubi²⁹.

2.1.4 Prospettive future dell'offerta

Come si è visto nel paragrafo 1, la domanda di GN, sulla base delle previsioni ufficiali del Ministero dell'Industria e dell'Ambiente, nel 2005 dovrebbe in media ammontare a circa 85 miliardi di metri cubi all'anno.

La produzione nazionale, a meno di improbabili nuove scoperte, si dovrebbe mantenere stabile sino a quella data intorno agli attuali 20 miliardi di metri cubi l'anno.

Le importazioni dovranno, pertanto, passare dagli attuali 36,5 miliardi di metri cubi all'anno a circa 65 miliardi di metri cubi. Un incremento di circa 29 miliardi metri cubi in meno di un decennio (pari al 79% del livello attuale) rappresenta un obiettivo assai ambizioso che richiede una attenta programmazione delle attività e la progettazione di nuovi investimenti.

Snam si è mossa con largo anticipo in questo senso. In aggiunta al potenziamento delle infrastrutture esistenti, nel periodo 1996/1997 ha messo in atto una serie di nuovi investimenti in capacità di importazione. Si tratta di: (1) un incremento per 8 miliardi di metri cubi della fornitura dalla Russia attraverso un nuovo contratto con GazProm; (2) un contratto di fornitura con la Norvegia, siglato nel gennaio 1997, che prevede l'importazione di 6 miliardi di metri cubi di gas naturale l'anno, per 25 anni, a partire dall'estate del 2000, attraverso un sistema di metanodotti passanti per il Belgio e la Francia; (3) il prolungamento e l'incremento dei volumi di gas acquistati in Olanda grazie al contratto sottoscritto con la società Gasunie, in virtù del quale l'ammontare di GN importato dall'Olanda dovrebbe essere, a regime, pari a 10 miliardi di metri cubi annui³⁰.

Sulla base di questi nuovi contratti e del potenziamento delle infrastrutture esistenti, Snam avrà disponibilità di lungo periodo di GN per circa 69 miliardi di metri cubi (cfr. tab. 10).

Tabella 10. Disponibilità di GN importato di Snam al 2010

	Miliardi di metri cubi	%
Russia	28	40
Algeria	25,3 (*)	37
Olanda	10	14
Norvegia	6	9
Totale	69,3	100

(*) di cui 19,3 diretti via tubo, 4 per conto Enel e 2 via Panigaglia,

Fonte: Staffetta Petrolifera.

Sulla base dell'ottimistica previsione di una domanda di GN importato al 2005 pari a 65 miliardi di metri cubi annui, Snam, dunque, sarà in grado di soddisfarne gran parte con i contratti già in essere al 1997³¹.

Alle disponibilità di Snam riportate in tabella 10 si potrebbero, comunque, aggiungere altre quantità di GN. In particolare, un accordo preliminare raggiunto con la società di stato libica (NOC) prevede il completamento dei negoziati per la vendita di GN e la realizzazione, entro il 2000, di un nuovo gasdotto sottomarino mediterraneo.

In conclusione, sia tramite il potenziamento delle strutture esistenti, sia mediante la sottoscrizione di nuovi contratti di importazione, la strategia promossa da Snam sul versante della propria capacità di approvvigionamento

²⁹ Ministero Industria e Ministero Ambiente (1996).

³⁰ Cfr. *Staffetta petrolifera*, giovedì 17 luglio 1997.

³¹ Questa circostanza è confermata da Eni stessa. Nel prospetto informativo dell'OPV del giugno 1997 si legge, infatti: «i contratti di importazione attualmente in essere, che hanno durata residua di oltre 20 anni, assicureranno complessivamente circa 62 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale» (pag. 20)

ha come effetto quello di saturare in misura preventiva gli incrementi attesi di consumo di GN. In questo modo, vengono limitati fortemente gli incentivi necessari affinché nuove imprese facciano il loro ingresso sul mercato delle importazioni di GN.

L'unico tentativo di ingresso verticalmente integrato (importazione, trasporto e vendita) nel mercato italiano di GN è quello posto in essere dalla società Edison Gas. Nel 1995 Edison Gas ha realizzato con la società produttrice russa GazProm una *joint venture* denominata Volta spa, finalizzata alla importazione di circa 14 miliardi di metri cubi di GN di provenienza russa, attraverso un nuovo gasdotto dorsale che dovrebbe attraversare la Slovacchia ed, in tal modo, portare il GN in Italia lungo due direttrici, una verso Occidente fino alla Lombardia ed il Piemonte e, l'altra, lungo la fascia adriatica sino ad Ancona (da dove poi il gasdotto si sarebbe dovuto riconnettere alla rete esistente di Edison Gas e SGM). La finalità dichiarata del progetto Volta era quella di rifornire principalmente i consumatori termoelettrici di GN ed, in prospettiva, anche quelli assicurati dai distributori civili.

Di conseguenza, nell'intendimento di Edison Gas, la società Enel Spa (che consuma una quota pari a circa il 12% di GN consumato in totale in Italia) sarebbe dovuto essere uno dei principali clienti di Volta. L'accordo annunciato nel mese di maggio del 1997, relativo alla creazione di una *joint venture* tra Enel ed Eni nel settore della generazione elettrica sembra, tuttavia, riproporre Eni (Snam) quale fornitore principale di GN di Enel nei prossimi anni.

Edison Gas ha anche avuto contatti con Enel, finalizzati alla realizzazione di un accordo capace di trovare una soluzione al problema derivante dall'impossibilità di Enel di onorare il contratto *take or pay* di 3,5 miliardi di metri cubi/anno di GNL sottoscritto nel 1992 con la Nigeria, a seguito degli ostacoli alla realizzazione di un terminale di rigassificazione incontrati sia a Montalto che a Monfalcone³².

Enel, nel settembre del 1997, ha tuttavia raggiunto una soluzione della controversia con la Nigeria. Grazie ad una triangolazione che coinvolge la società Gaz de France (che riceverà il GNL nigeriano sul proprio terminale di Montoir), Snam riceverà da Gaz de France 1,5 miliardi di metri cubi di GNL di provenienza algerina sul proprio terminale di Panigaglia, che provvederà a fornire ad Enel.

Sia il comportamento di GazProm nella vicenda Volta, sia il modo in cui si è conclusa la vertenza relativa al GNL nigeriano, indicano chiaramente come il complesso delle relazioni contrattuali esistenti tra produttori, importatori e grandi consumatori di GN possa costituire nei fatti un ostacolo all'entrata sul mercato di nuovi operatori verticalmente integrati.

In questo contesto, l'annunciato accordo Eni-Enel sul futuro mercato libero della generazione di energia elettrica può rappresentare, a sua volta, un elemento che ostacola tali ingressi. Nel caso in cui l'accordo Eni-Enel si realizzasse nei termini prospettati, infatti, diverrebbe più aleatoria la possibilità che si perfezinino accordi di fornitura di GN tra Enel ed altri soggetti interessati ad entrare nel mercato, mediante una integrazione verticale nella fasi dell'importazione e del trasporto dorsale di GN in Italia.

2.2 Il trasporto

La fase del trasporto comprende l'attività di veicolamento di GN attraverso la rete dei gasdotti ad alta pressione dai paesi produttori, dai giacimenti di produzione nazionale o dai campi di stoccaggio sino all'imbocco delle reti di distribuzione a cui le varie utenze finali sono allacciate.

La rete di trasporto si suddivide in rete primaria (o dorsale), relativa al trasporto ad alta pressione di GN direttamente dai luoghi di produzione od importazione; ed in rete secondaria, con cui si intendono l'insieme di condotte (adduttori secondari) che, partendo dalla rete primaria, raggiungono i vari centri di consumo (agglomerati urbani, insediamenti industriali ecc.).

³² Si tratta di un progetto che prevedeva la realizzazione da parte di Edison Gas e Mobil di una piattaforma di rigassificazione *offshore* da collocare o nell'Adriatico o nel Mar Tirreno.

La rete primaria italiana è composta dall'insieme delle seguenti infrastrutture: gasdotti di importazione; collegamenti tra le linee di importazione e gli stoccaggi; collegamenti tra gli stoccaggi; gasdotti ad alta pressione di trasporto della produzione nazionale; gasdotti ad alta pressione collegati a gasdotti di importazione o di trasporto della produzione nazionale.

Le reti di trasporto ad alta pressione di GN sono tecnicamente contraddistinte da due fattori: la dimensione della condotta in termini di diametro del tubo, normalmente espresso in pollici; il sistema di pompaggio di GN realizzato mediante le centrali di compressione al fine di ovviare alla perdita di pressione, dovuta all'attrito a cui è soggetto il GN lungo le pareti interne del tubo e di mantenere la pressione costante all'interno del tubo stesso.

I grandi gasdotti dorsali collegati alle condotte di importazione arrivano sino a diametri di 48" (1,2 metri), mentre le reti di distribuzione cittadine sono di dimensione assai ridotte (sino a poche decine di centimetri di diametro). La potenza ed il numero delle stazioni di compressione poste lungo una condotta per unità di distanza devono, ovviamente, rispettare il vincolo di non superare la pressione massima sopportabile dalla condotta.

Il GN passa attraverso le condotte a livelli di pressione elevata, mediamente oscillanti tra le 24 e le 75 bar, ma che possono raggiungere, *a bocca di pozzo*, pressioni oltre le 100 bar. Lungo la rete secondaria di adduzione di GN all'utenza finale, inoltre, devono essere presenti impianti di regolazione della pressione (decompressione) adibiti alla riduzione barica necessaria a portare il GN dalle elevate pressioni di trasporto a quelle (in genere 5 bar) utilizzate nell'attività di distribuzione all'utenza civile³³.

L'insieme degli elementi che contraddistinguono il costo del trasporto di GN via gasdotto può essere così sintetizzato: la distanza di trasporto; la portata di picco; l'orografia ed altri fattori specifici locali; il *trade-off* tra il diametro del tubo ed il numero di compressori.

Tale *trade-off* è determinato dalla presenza contestuale di elevati costi fissi di investimento relativi alla infrastruttura di trasporto e di elevati costi operativi relativi al funzionamento delle stazioni di compressione, tenuto conto del fatto che, al fine di effettuare il più veloce ammortamento degli investimenti realizzati, il gasdotto in ogni caso deve operare a fattori di carico molto elevati.

Rispetto alla dimensione, dunque, le condotte per il gas sono caratterizzate dalla presenza di economie di scala imputabili agli alti costi fissi di impianto. Per questo motivo, di norma, nella fase della progettazione del gasdotto viene previsto un margine nella capacità di trasporto, nel caso in cui si vogliano incrementare le quantità di GN veicolate³⁴.

L'attività delle centrali di compressione, invece, non contempla la possibilità di sfruttare le economie di scala. Sia la potenza, sia il numero delle stazioni di pompaggio, infatti, piuttosto che essere realizzate in eccesso, vengono incrementate gradualmente seguendo l'evoluzione della domanda³⁵.

Il risultato di questa caratteristica tecnica dell'attività di trasporto di GN è che, per quanto un gasdotto possa, in termini di diametro della condotta, essere idoneo a trasportare quantità di GN maggiori di quelle effettivamente trasportate, in genere risulterà difficile che a tali riserve potenziali corrisponda una riserva reale, essendo la potenza di pompaggio di norma dimensionata su valori di poco superiori a quelli strettamente necessari³⁶.

³³ Maggiore è la pressione a cui è sottoposto il GN, maggiori sono i rischi derivanti dall'attività di distribuzione.

³⁴ È possibile fornire una indicazione della rilevanza di tali economie di scala legate al diametro del tubo: un tubo di 36" (90centimetri) trasporta 12 miliardi di metri cubi di GN l'anno ad un costo di 0,43 milioni di \$/btu ogni 1.000 chilometri; un tubo di 56" (154centimetri), invece, trasporta 25 miliardi di metri cubi di GN l'anno ad un costo di 0,35 milioni di \$/btu ogni 1.000 chilometri (fonte: dati OME, forniti dal RIE). In altri termini, a fronte di una variazione nella dimensione del diametro del 56% e di un incremento nelle quantità trasportate del 108%, il costo del trasporto aumenta di appena il 70%.

³⁵ I compressori rappresentano una proporzione del costo totale di un investimento in una rete ad alta pressione pari a circa il 15%-20% del totale (il resto è rappresentato dal costo fisso di installazione delle condotte). Di conseguenza le economie di scala in funzione della potenza della stazione di compressione sono assai ridotte, facendo risultare conveniente l'installazione di compressori di media dimensione, in genere, a distanze di 150-200 chilometri l'uno dall'altro.

³⁶ Ciò evidenzia come sia complicato individuare la «vera» capacità in eccesso di una condotta esistente (cfr. Amman 1996).

Eni, tramite Snam, possedeva a fine 1996 oltre 27 mila km di rete di trasporto, pari al 97% del totale della rete esistente in Italia. Di questi, circa 16 mila si riferiscono a rete primaria ed il resto a rete secondaria. La dotazione infrastrutturale di Eni nella fase di trasporto comprendeva, inoltre, alla stessa data, 20 centrali di compressione, oltre 1.200 impianti di telemisura, 541 impianti di decompressione.

Oltre a Snam, gli unici due operatori che possiedono una rete di trasporto ad alta pressione di GN sono le società Edison Gas e Società Gasdotti del Mezzogiorno (di cui la prima controlla circa il 35% del capitale). La rete di queste due società si estende per 1.000 km in alcune aree delle regioni Abruzzo, Lazio, Molise e Puglia.

2.3. Lo stoccaggio e il dispacciamento

La fase di trasporto ad alta pressione di GN è funzionalmente legata alle attività di stoccaggio e dispacciamento. Al fine di modulare l'offerta di GN in modo da poterne sopportare l'elevata stagionalità nei consumi (in particolare per usi civili) e garantire, in ogni caso, la regolarità nella fornitura, il GN viene stoccato, in particolare nei mesi caldi, in depositi che sono costituiti prevalentemente giacimenti esausti.

La dotazione di una adeguata capacità di stoccaggio rappresenta, pertanto, una variabile strategica chiave per consentire all'operatore attivo nel trasporto ad alta pressione di GN di essere competitivo anche nella distribuzione a valle all'utenza finale³⁷.

A seguito del regime di esclusiva legale sulle attività di coltivazione e trasporto di GN in Val Padana, Eni ha goduto, sino al dicembre 1996, di un monopolio di fatto nell'attività di stoccaggio di GN³⁸.

Ben otto dei nove principali campi di stoccaggio gestiti da Eni (sia attraverso Agip, sia direttamente attraverso Snam) si trovano in Italia settentrionale all'interno dell'area in precedenza sottoposta a riserva: cinque sono collocati all'interno di un'area di 50 km di raggio situata tra le regioni Lombardia ed Emilia Romagna (storicamente le prime che hanno sviluppato negli anni '50 l'attività di produzione di GN in Italia); gli altri sono localizzati nella zona orientale dell'Emilia Romagna. L'unico campo di stoccaggio situato al Centro Sud si trova presso Chieti (San Salvo).

Il sistema di stoccaggio Eni ha una portata di picco di 263 milioni di metri cubi di gas al giorno ed una capacità totale disponibile di 28 miliardi di metri cubi l'anno. Questi sono a loro volta distinti in 15 miliardi di cosiddetto *working gas*, stoccato d'estate per essere utilizzato d'inverno; ed in 13 miliardi di metri cubi di *cushion gas*, utilizzato allo scopo di permettere il prelievo del gas dagli impianti di stoccaggio, mantenendo a pressione il giacimento³⁹.

Complementare allo stoccaggio è la funzione del dispacciamento, che deve assicurare l'equilibrio fra domanda e offerta, facendo ricorso ai flussi di gas provenienti sia dalle importazioni sia dai campi nazionali di stoccaggio.

La società Snam dispone di un proprio centro di dispacciamento presso la sede di San Donato Milanese da cui, attraverso un sistema di telecontrollo a distanza, è in grado di modificare le pressioni di entrata sui gasdotti primari, interrompere il flusso del gas in determinate tratte, impegnare alcuni campi di stoccaggio piuttosto che altri, in modo da preservare in ogni momento la stabilità del sistema (cioè, l'equilibrio tra quantità domandate e quantità immesse in rete nell'unità di tempo).

2.4 La distribuzione

³⁷ Anche lo strumento rappresentato dai contratti di fornitura industriale interrompibili assolve al compito di aumentare la flessibilità dell'offerta in presenza di variazioni non prevedibili della domanda.

³⁸ Su questo aspetto si tornerà in seguito nel capitolo 2. La Società Edison Gas dispone solamente di due piccoli campi di stoccaggio (Cellino e Collalto) che, insieme, realizzano una capacità massima di stoccaggio di *working gas* pari 112 milioni di metri cubi.

³⁹ Dati tratti dal Prospetto relativo all'Offerta Pubblica di Vendita delle azioni Eni del giugno 1997.

La fase della distribuzione di GN può essere distinta in: vendite dirette da parte delle società di trasporto alle utenze finali industriali e termoelettriche; vendite dirette da parte delle società di trasporto alle utenze intermedie rappresentate dalle aziende di distribuzione civile (comuni, aziende speciali o municipalizzate, imprese private concessionarie); vendite da parte delle aziende di distribuzione alle utenze finali civili.

È possibile riferirsi nei primi due casi come alla «distribuzione primaria», nel terzo come alla «distribuzione secondaria».

2.4.1 La distribuzione primaria

L'attività di distribuzione primaria rappresenta la prima fase di commercializzazione di GN. Tecnicamente, si realizza attraverso l'allaccio, tramite adduttori secondari, del gasdotto ad alta pressione primario alle reti di distribuzione cittadina oppure direttamente alle utenze finali (industrie, centrali elettriche)⁴⁰. La distribuzione primaria è dunque, anche funzionalmente, collegata alla fase del trasporto secondario.

In virtù di questa caratteristica, resa ancor più esplicita nel caso delle utenze industriali dal fatto che la pressione a cui questo tipo di forniture viene effettuata è assai simile a quella relativa all'attività di trasporto primario, la vendita di GN alle aziende di distribuzione ed alle utenze industriali o termoelettriche è stata sempre appannaggio dei soggetti operanti nella fase a monte di trasporto ad alta pressione (Snam e, in misura limitata, Edison Gas e SGM), pur non essendoci alcuna esplicita previsione normativa al riguardo.

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 casi siffatti, la vendita di GN è effettuata da parte del distributore civile, anziché da parte del trasportatore. Ciò è preferito anche per motivi di sicurezza. Il trasportatore per servire l'utenza industriale dovrebbe, infatti, portare la propria condotta ad alta pressione all'interno del centro urbano, sottoponendo la popolazione civile ad inutili rischi.

Naturalmente, nel caso di fornitura in deroga, l'utenza industriale che riceve il GN ad una pressione «civile» (5 bar circa), a volte dovrà dotarsi di un apparato di ricompressione per riportare la pressione di GN ai valori conformi con le proprie necessità⁴¹.

Nel caso delle forniture ai comuni ed alle aziende di distribuzione, l'allaccio alla rete di trasporto AP è comprensivo, oltre che delle apparecchiature di decompressione di GN, anche di quelle necessarie alla «odorizzazione» di GN per usi civili, al fine di consentire di individuare agevolmente l'eventualità di una perdita.

L'attività di distribuzione primaria di GN è tale che, la convenienza economica di allacciarsi ad un gasdotto, è funzione inversa della distanza fra quest'ultimo ed il potenziale consumatore. All'interno di un'area delimitata intorno ad ogni singola utenza, quindi, anche in presenza di una pluralità di fornitori di GN è assai limitata la possibilità di un confronto concorrenziale. Ciò in quanto, gli investimenti consistenti nell'allaccio al gasdotto e nelle relative apparecchiature d'uso (impianti di decompressione, di deodorizzazione ecc.) rappresentano per il consumatore un costo difficilmente recuperabile nel caso in cui volesse mutare il proprio fornitore.

In un siffatto contesto, pertanto, la principale forma di concorrenza nelle forniture di GN ai comuni ed alle aziende di distribuzione ed alle utenze industriali e termoelettriche è quella *per* il mercato⁴², relativa alla fase in cui si decidono gli stessi investimenti nelle infrastrutture necessarie alla distribuzione.

⁴⁰ Nel caso della fornitura di gas ad utenti rappresentati da piccoli comuni limitrofi a comuni più grandi, per i quali i livelli previsti di consumo non rendono profittevole la realizzazione di un allaccio dedicato ad hoc, è più economico ricorrere a modalità di allaccio realizzate attraverso l'impiego di più reti comunali allacciate «per estensione». In questo caso l'allaccio tramite adduttore secondario al gasdotto principale del comune più vicino si trasmette agli altri centri tramite il prolungamento della rete cittadina a bassa pressione attraverso un cosiddetto «feeder intercomunale».

⁴¹ Sulle tematiche relative all'utenza in deroga si veda il capitolo 3.

⁴² Come si avrà modo di affermare nel corso dell'indagine, tale conclusione verrebbe completamente capovolta nel caso in cui si prevedesse una estensione anche agli usi commerciali del diritto di accesso alle reti di terzi attualmente limitato dall'articolo 12 della legge 9/91 all'autoproduzione ed all'uso del GN per la produzione di energia elettrica.

Snam, nel corso del 1996, ha distribuito 53,5 miliardi di metri cubi di GN, pari al 95% del totale della domanda realizzata nel periodo (56,5 miliardi di metri cubi). Il restante 5% è stato distribuito, in alcune aree limitate delle regioni Abruzzo, Molise, Lazio e Puglia, da Edison Gas e SGM.

Con riferimento alle varie tipologie di utenze primarie, Snam, nel 1996 ha venduto il 97% del gas destinato alle aziende di distribuzione per i consumi civili, il 98% di quello utilizzato dall'industria ed il 62% di quello impiegato per usi termoelettrici.

Il profilo della composizione dei consumi di GN distribuito da Snam è assai simile, stante la proporzione dei suoi acquisti sul totale, a quello più generale dell'insieme dei consumi nazionali. Gli usi civili hanno raggiunto un'incidenza sul totale pari a quasi il 43%, quelli industriali a circa il 40%.

2.4.2 La distribuzione secondaria

La vendita di GN alle utenze civili e commerciali, localizzate all'interno del territorio urbano, viene effettuata attraverso reti di distribuzione locali di piccolo diametro (intorno ai 4"), i cui livelli di pressione molto bassi sono in genere analoghi a quelli richiesti dalle apparecchiature di utilizzazione (caldaie murarie, centrali di riscaldamento, scaldabagni ecc.).

Il servizio di distribuzione secondaria di gas all'utenza civile è stato generalmente ritenuto di pubblica utilità sulla base al TU n. 2.578 del 1925 e, pertanto, è stato attribuito ai comuni.

L'ente locale a sua volta decide la forma di gestione da dare al servizio di distribuzione di gas metano in base ad una delle modalità previste all'articolo 22, terzo comma, della legge 142/90 sull'ordinamento delle autonomie locali.

La distribuzione civile di GN, alla metà degli anni '70, era già ampiamente diffusa nel Nord Italia mentre, al Centro ed al Sud, solo alcune grandi città avevano una propria rete di distribuzione di GN.

I fattori che hanno determinato un impulso alla penetrazione di GN per gli usi domestici sono stati: (1) l'introduzione, nel 1975, di un metodo di fissazione amministrativa delle tariffe in base al quale si è incoraggiata l'attività nelle aree a basso consumo tramite un meccanismo di perequazione detto di «sventagliamento» e si è incentivata l'attività di investimento in nuove reti di distribuzione; (2) la decisione di agevolare la metanizzazione delle regioni meridionali (legge 784/80) attraverso la corresponsione di varie forme di incentivazione pubblica (anche di provenienza comunitaria); (3) l'uso dello strumento fiscale.

A fine 1995, la diffusione del servizio di distribuzione secondaria di GN aveva raggiunto oltre il 59% dei Comuni italiani, con un insieme di reti di distribuzione locale per oltre 65 mila km. Il GN risultava a disposizione di una popolazione residente nei comuni serviti pari a circa l'82% di quella complessiva nazionale.

A metà del decennio in corso, la diffusione della distribuzione secondaria di GN nel Nord e nel Centro Italia era sostanzialmente equivalente (con valori rispettivamente del 95% e 93% circa dei Comuni), mentre appariva ancora in fase di sviluppo nelle regioni del Sud dove, non considerando la Sardegna, ha raggiunto il valore del 66%.

L'Eni è presente nel settore della distribuzione secondaria tramite la società Italgas spa, di cui Snam detiene il controllo attraverso il possesso del 41% del capitale sociale. Italgas, a sua volta, possiede una serie di società controllate attive nello stesso settore⁴³.

⁴³ Snam possiede una quota di partecipazione in Italgas pari al 41,37%. Un altro 0,55% è riconducibile a Sofid (Società Finanziamenti Idrocarburi, anch'essa del gruppo Eni). Quote minori, comprese fra l'1 e il 6% circa sono in carico ai Fondi comuni di investimento ed ad altri operatori finanziari (cfr. R&S 1996). Nel 1995 Italgas controllava in Italia, direttamente e indirettamente, le seguenti società attive nella distribuzione civile: Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas, Veneziana Gas, Tirrenia Gas (queste due ultime incorporate nel giugno 1996), Fiorentina Gas, Digrava, Metano Sarda,

Italgas ha venduto nel corso del 1996 circa 7,5 miliardi di metri cubi di GN (pari a circa al 30% del totale), di cui 6,2 miliardi per usi civili e 1,3 miliardi per i cosiddetti usi industriali «in deroga». I Comuni in cui le società del gruppo Italgas detenevano a fine 1996 una concessione per il servizio di distribuzione cittadino erano 1.444, pari al 33,3% del totale dei Comuni metanizzati. Il restante 66,7% è suddiviso tra servizi di distribuzione offerti direttamente dai Comuni e dalle imprese municipalizzate (42,8%) ed altre aziende private (23,9%)⁴⁴.

L'utilizzo di GN distribuito attraverso la rete cittadina, in particolare a fini di riscaldamento, può essere considerato un mercato del prodotto distinto da quelli relativi all'uso del calore prodotto da combustibili alternativi (ad es. gasolio, GPL).

A far propendere per questa conclusione contribuiscono un motivo di ordine tecnico ed uno di tipo economico:

(1) l'elevata specificità degli investimenti che si rendono necessari per l'allacciamento di una singola utenza alla rete di distribuzione (opere murarie, installazione dei generatori, aspetti contrattualistici) tende a vincolare per un periodo sufficientemente lungo l'utente alla modalità di produzione di calore prescelta e rendono indubbiamente *captive* l'utenza allacciata alla rete cittadina di GN;

(b) il GN, per una serie di motivi, tra cui la preferenza ottenuta a causa della sua maggiore compatibilità ambientale, gode tuttora di un regime di fiscalità assai più vantaggioso che gli altri combustibili da riscaldamento. In tale situazione, le variazioni nei prezzi finali collegati al servizio di erogazione di GN capaci di modificare le preferenze degli utenti con riferimento alla tipologia di combustibile da utilizzare sono di tale entità da impedire che si registri una sostituibilità economica tra le diverse fonti energetiche, sulla base dei prezzi relativi di GN.

I mercati della distribuzione secondaria di GN per gli usi civili presentano un profilo geografico in linea di massima coincidente con il territorio comunale⁴⁵. Le condizioni tariffarie per l'erogazione del servizio sono definite a livello comunale o, al massimo, intercomunale ("bacino tariffario").

Su tali mercati locali della distribuzione le maggiori imprese di distribuzione secondaria (Italgas, Camuzzi e le principali municipalizzate), quando si confrontano sull'intero territorio nazionale nella fase di assegnazione della concessione del servizio (in genere di durata ventennale e rinnovabile), contano su un effetto cumulato di volumi erogati, *know how* acquisito, reputazione tale da costituire un vantaggio competitivo apprezzabile nei confronti delle imprese con minori dimensioni e numero di concessioni⁴⁶.

I prezzi di cessione di GN agli utenti civili sono sottoposti ad una rigida regolamentazione che suddivide gli utenti secondo le diverse tipologie di utilizzo (cucina ed acqua calda, riscaldamento individuale, riscaldamento centralizzato e settore terziario, piccola utenza industriale ed artigiana)⁴⁷.

3. Il monopolio integrato di Eni nella filiera del gas

Seteap; era, inoltre, presente con partecipazioni al cinquanta per cento nel capitale di Metano Arcore, Metano Borgomanero, Metano Casalpusterlengo, Metano S. Angelo Lodigiano (cosiddette Metanine.)

⁴⁴ Esistono in Italia circa 760 aziende di distribuzione di gas, di cui 310 private. Tra queste ultime rientrano sia imprese industriali di peso, quali ad es. la società Camuzzi Gazometri spa, titolare di più di 600 concessioni e attiva anche a livello internazionale, insieme a piccole aziende familiari, concessionarie per la gestione del servizio in un solo Comune.

⁴⁵ L'Autorità si è espressa in tal senso nei procedimenti A/115 (*Anim/Italgas*) e I/163 (*Gas-Int/Co.S.I.S.*).

⁴⁶ I rapporti tra ente locale e concessionario possono variare in misura anche notevole. Il piccolo Comune non negozia, ad esempio, con il concessionario le condizioni di fornitura, mentre il Comune di grandi dimensioni è in grado di imporre al concessionario particolari obblighi, ritenuti necessari per il corretto espletamento del servizio. Riguardo, infine, ai rapporti tra distributore ed utenti, in aggiunta a quanto contenuto nel regolamento di fornitura di ogni singola concessione, una circolare della Presidenza del Consiglio del dicembre 1993 ha fatto rientrare il servizio di distribuzione del gas nell'insieme dei servizi pubblici essenziali, assoggettando il singolo distributore alla pubblicazione di una «Carta dei servizi», in cui vengano regolati l'insieme dei rapporti con i consumatori, al fine di rendere chiaro e ben delineato il quadro dei reciproci diritti-obbligazioni.

⁴⁷ Sino al 1993, l'organo competente in materia di regolamentazione delle tariffe civili del GN è stato il CIP. A seguito della sua soppressione, dal 1993 tale competenza è passata al Ministro dell'Industria. Attualmente, a seguito della sua recente istituzione ai sensi della legge 481/95, tale compito è stato attribuito all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Eni, attraverso le società Agip, Snam ed Italgas, ha dunque realizzato una completa integrazione verticale in tutte le fasi in cui si articola la filiera del gas: importazione, produzione, trasporto (e stoccaggio), distribuzione primaria e distribuzione secondaria.

Tale configurazione societaria è stata verosimilmente perseguita allo scopo di accrescere l'efficienza interna delle varie fasi di attività, abbattendo i costi di transazione ed internalizzando funzioni che, in alternativa, avrebbero dovuto essere acquistate a costi superiori sul mercato.

L'assetto verticalmente integrato di Eni ha, tuttavia, sicuramente rappresentato un fattore disincentivante l'ingresso sul mercato di altri soggetti nazionali non integrati. Questi ultimi, infatti, per poter operare, avrebbero dovuto dipendere da Eni per l'approvvigionamento di GN. Non è un caso, dunque, che gli unici soggetti verticalmente integrati diversi da Eni attivi in Italia (Edison Gas e SGM) operino sulla base di proprie (e ben limitate) riserve di GN, e non acquistino GN da Snam⁴⁸. In questo quadro, la recente fusione per incorporazione di Agip in Eni è un ulteriore elemento teso a rafforzare il grado di integrazione verticale di Eni.

I profili più critici, sotto il profilo concorrenziale, si hanno nella relazione verticale esistente tra le fasi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio (Agip e Snam) e quella di distribuzione primaria (Snam). Ciò in quanto Snam ha, di fatto, accesso esclusivo alla produzione nazionale di gas di Agip che rappresenta circa il 90% di GN prodotto in Italia; e le condizioni di prezzo (in particolare le indicizzazioni dei contratti) a cui Snam acquista, in regime di monopolio di fatto, i quantitativi di GN importato e quelli di GN nazionali da Agip non sono rese note ai consumatori finali (industrie, utenze termoelettriche, aziende di distribuzione). Ciò impedisce di valutare i livelli effettivi dei *mark-up* incorporati da Snam nei prezzi lungo le varie fasi della filiera e di stimare l'ampiezza di eventuali sussidi incrociati agevolati sia dal grado di integrazione verticale esistente in seno al gruppo Eni, sia dalla assenza di informazioni sugli effettivi costi di approvvigionamento sostenuti da Snam. La posizione di monopolio di Agip/Snam nello stoccaggio del gas rappresenta, infine, una barriera all'ingresso di nuovi soggetti nelle fasi a valle della distribuzione primaria⁴⁹.

I rapporti verticali esistenti tra Snam ed Italgas non sembrano, invece, dissimili da quelli esistenti tra il monopolista di fatto e le altre aziende di distribuzione. Le eventuali distorsioni esistenti in quest'ambito, dunque, non derivano dalla natura integrata del gruppo Eni ma da cause legate alla configurazione strutturale della filiera ed alla caratteristiche dell'attuale regolamentazione delle tariffe civili⁵⁰.

Agip vende a Snam tutto il proprio GN prodotto in Italia sulla base di un accordo pluriennale che prevede revisioni triennali della formula utilizzata per la determinazione del prezzo di cessione. Snam acquista anche piccole partite di gas di produzione nazionale da produttori privati di piccole dimensioni o perché tali quantitativi non rientrano nelle previsioni del vettoriamento di cui all'articolo 12 della legge 9/91 (autoconsumo e generazione elettrica); o perché si tratta di quantità di GN in eccedenza rispetto a quello vettoriato (cosiddetti "residui di vettoriamento"). I quantitativi di GN che Snam acquista dai produttori privati, poiché non rientrano nelle previsioni di cui all'articolo 12 della legge 9/91, sono pagati ad un prezzo stabilito sulla base di un accordo sottoscritto da Snam ed Assomineraria (l'ultimo dei quali risale al 15 giugno 1995). Da informazioni assunte direttamente da alcuni tra questi piccoli produttori nazionali è emerso come i prezzi a cui Snam acquista queste partite di gas siano poco remunerativi per i venditori.

Assomineraria ha proposto di recente a Snam di procedere ad una revisione del prezzo di cessione del gas stabilito nell'accordo del giugno 1995. Al contempo, ha richiesto a Snam di vettoriare sia il GN estratto da giacimenti coltivati da imprese comuni, *indipendentemente dalle quote di titolarità delle singole società che partecipano alla joint-venture*⁵¹, sia il GN di produttori nazionali di limitate dimensioni, anche oltre i limiti

⁴⁸ Gli unici acquisti di GN da Snam del gruppo Edison sono finalizzati a soddisfare le necessità delle centrali di generazione gestite da Edison Termoelettrica.

⁴⁹ Nel successivo capitolo 2 verranno descritte le prevedibili modalità con cui il processo di liberalizzazione delle fasi della produzione e dello stoccaggio di GN susseguente al recepimento delle Direttiva CEE 22/94 potrebbe influenzare il tenore concorrenziale del settore.

⁵⁰ Su questi aspetti si veda il capitolo 3.

⁵¹ Cfr. lettera di Assomineraria a Snam del 26 giugno 1997. Ciò consentirebbe, ad es. ad una impresa in *joint-venture* per la coltivazione di un giacimento, ma che non sia autoconsumatrice o produttrice di energia elettrica, di ottenere da Snam il

previsti dall'articolo 12 della legge 9/91. Snam ha risposto positivamente per quel che riguarda la revisione del prezzo, mentre ha ritenuto che le altre richieste di Assomineraria «*possano trovare soluzione solamente nel contesto di una modifica normativa*»⁵².

Il prezzo del gas che Snam paga ad Agip è indicizzato, secondo l'accordo in vigore, sulla base di un paniere composto da una serie di prodotti energetici sostitutivi di GN. Come accade per i contratti di importazione sottoscritti da Snam, non è nota la composizione di tale paniere. La tabella 11 riporta, per il periodo 1990-1996, i quantitativi di GN acquistati da Snam da Agip ed il prezzo (in lire/metro cubo e comprensivo degli oneri dovuti per i servizi di modulazione e di stoccaggio) a cui sono state regolate le transazioni tra le due società. A parte una diminuzione del 13,7% tra il 1991 ed il 1992, il prezzo pagato da Snam ad Agip è sempre cresciuto nel periodo preso in considerazione.

Tabella 11. Vendite di GN da parte di Agip a Snam

	Quantità acquistate da Agip (milioni di metri cubi)	Prezzo di acquisto (lire /metro cubo)	Variazioni del prezzo %
1990	14.813	138,4	
1991	15.285	144,9	4,7
1992	13.957	125,1	-13,7
1993	16.617	140,0	11,9
1994	18.256	152,6	9,0
1995	18.000	165,1	8,2
1996	16.968	185,4	12,3

Fonte: Snam.

La successiva tabella 12 riporta invece i quantitativi totali di gas acquistati da Snam (attraverso importazioni, acquisti da Agip e da produttori terzi nazionali) ed il costo CIF in lire al metro cubo sostenuto da Snam a fronte di tale attività di approvvigionamento. Tale indicatore è il risultato della media tra il costo alla frontiera della importazioni, il costo del gas acquistato da Agip, il costo del gas acquistato da terzi e gli oneri relativi ai servizi di modulazione e stoccaggio, ponderata per le rispettive quantità.

Tabella 12. Acquisti totali di GN da parte di Snam

	Quantità totali acquistate (milioni di metri cubi)	Prezzo di acquisto (lire /metro cubo)	Variazioni del prezzo %
1990	46.676	132,5	
1991	49.669	140,3	5,9
1992	49.141	128,2	-8,6
1993	50.382	150,5	17,4
1994	48.854	154,7	2,8
1995	52.985	167,0	8,0
1996	53.611	174,9	4,7

Fonte: Snam.

Dai dati contenuti nelle tabelle 11 e 12 è possibile risalire, in via residuale, ai quantitativi di GN importato ed acquistato da terzi produttori nazionali ed al relativo costo medio sostenuto da Snam. Dato lo scarso peso degli acquisti da produttori terzi nazionali, è possibile considerare i dati della tabella 13 come *proxy* di quelli relativi alle importazioni di Snam.

vettoriamento del proprio gas. Ciò rappresenterebbe un incentivo ad aumentare la produzione di GN nazionale da parte dei piccoli produttori.

⁵² Cfr. lettera Snam ad Assomineraria del 27 agosto 1997.

Tabella 13. Importazioni di GN da parte di Snam

	Quantità importate ed acquistate da terzi (milioni di metri cubi)	Prezzo di acquisto (lire /metro cubo)	Variazioni del prezzo %
1990	31.862	129,8	
1991	34.384	138,3	6,5
1992	35.184	129,4	-6,4
1993	33.765	155,7	20,3
1994	30.599	156,0	0,2
1995	34.984	168,0	7,7
1996	36.643	170,0	1,2

Fonte: elaborazioni su dati Snam.

L'esame di questi ultimi dati indica come, a fronte di incrementi annui del prezzo pagato a Agip stabilmente intorno al 10% tra il 1993 ed il 1996, i prezzi di acquisto delle importazioni e del gas di terzi abbiano avuto andamenti assai difforni nello stesso arco temporale.

La tabella 14 contiene il prezzo medio di vendita del gas praticato da Snam (frutto di una media tra i prezzi praticati alle varie utenze primarie: industria, utenza termoelettrica ed aziende di distribuzione).

È indicativo come la variazione di tale prezzo nel 1992 (-2.7%) risulti di molto inferiore sia alla variazione negativa del prezzo pagato da Snam nello stesso anno ad Agip (-13.7%), sia alla variazione negativa riscontrata nel costo totale di approvvigionamento di Snam (-8.6). Al contrario, le variazioni in aumento dei ricavi medi di Snam in alcuni anni (1991, 1994 e 1996) sono state maggiori degli incrementi percentuali riscontrati nel costo di approvvigionamento (cfr. ultima colonna tabella 12 con seconda colonna tabella 14).

Tabella 14. Prezzi medi di vendita di GN praticati da Snam

	Prezzo medio di vendita di GN della Snam (lire al metro cubo)	Variazione del prezzo %
1990	194,2	
1991	216,6	11,5
1992	210,8	- 2,7
1993	227,1	7,7
1994	240,8	6,0
1995	251	4,2
1996	271,9	8,3

Fonte: Snam.

Il diverso andamento dei vari prezzi rilevabili nelle varie fasi della filiera del gas, oltre ad essere un naturale portato della posizione di monopolio di fatto ricoperta da Snam nella distribuzione primaria, indica come le associazioni di categoria degli utenti primari, che contrattano con Snam i prezzi di vendita di GN, si trovino in una situazione di evidente asimmetria informativa rispetto a Snam e non siano sufficientemente motivati a fare emergere un eventuale "conflitto di interesse" con il venditore, al fine di spuntare prezzi più convenienti nei periodi di calo delle quotazioni della materia prima⁵³.

La prima colonna della tabella 15 riporta il margine in lire/metro cubo guadagnato in media da Snam per ogni metro cubo di GN venduto. Tale valore si ottiene sottraendo al prezzo medio ottenuto dalla vendita di GN il costo totale medio dell'approvvigionamento. Nel 1996, ad es., Snam ha guadagnato dalla sua attività di vendita di GN circa 97 lire al metro cubo.

⁵³ Nei capitoli successivi dell'indagine si vedrà come tale situazione di indifferenza del compratore alle condizioni imposte dal venditore contraddistingua gli attuali rapporti tra Snam ed aziende di distribuzione secondaria.

Se si sottrae, invece, al prezzo medio conseguito da Snam solamente il prezzo di GN acquistato da Agip, tenuto conto che Snam - al momento di stabilire i prezzi di vendita di GN - verosimilmente non distingue tra il GN acquistato da Agip e quello importato, si ottiene una *proxy* del margine conseguito da Snam sull'attività di vendita di GN di produzione nazionale comprato da Agip (cfr. seconda colonna della tabella 15).

Tabella 15. Margini di Snam

	Margine sul totale di GN acquistato da Snam (lire al metro cubo)	Margine sul GN acquistato da Agip (lire al metro cubo)	(a) - (b) (lire al metro cubo)
	(a)	(b)	(c)
1990	61,7	55,8	5,9
1991	76,3	71,7	4,6
1992	82,6	85,7	-3,1
1993	76,6	87,1	-10,5
1994	86,1	88,2	-2,1
1995	84	85,9	-1,9
1996	97	86,5	10,5

Fonte: elaborazioni su dati Snam.

La differenza tra i due distinti margini individuati (cfr. ultima colonna tabella 15) rappresenta una indicazione del *costo opportunità* per Snam di acquistare il gas sui mercati internazionali piuttosto che da Agip (una sorta di indicatore del vantaggio dell'integrazione *upstream* in seno al gruppo Eni nella fase di produzione). In caso di valore positivo, si avrebbe una teorica convenienza ad acquistare il gas esternamente, viceversa nel caso di valore negativo.

L'andamento di tale differenza è assai variabile, sebbene si registrino stabilmente, nel periodo 1992-1995, valori negativi (cioè prezzi pagati da Snam ad Agip più bassi di quelli relativi alle altre fonti di approvvigionamento).

L'esame dei dati indica, pertanto, l'esistenza di una diversa dinamica negli andamenti del prezzo di GN che Snam acquista da Agip rispetto al prezzo medio dell'approvvigionamento di GN. Una spiegazione di tale differenziale può essere ascritta sia al fatto che quello praticato ad Agip è un prezzo di trasferimento infragruppo, comprensivo dei costi di stoccaggio e modulazione del gas; sia alle difformità relative alla composizione dei panieri di indicizzazione a cui sono agganciati i contratti con Agip e quelli d'importazione. Anche se, trattandosi in tutti e due i casi di acquisti all'ingrosso di GN, sarebbe ragionevole ipotizzare una certa somiglianza nei panieri di indicizzazione.

La possibilità garantita a Snam di avere a disposizione l'intera produzione nazionale di GN di Agip (18 miliardi di metri cubi nel 1996) le conferisce un notevole vantaggio strategico, rispetto ad una impresa integrata in un gruppo attivo solo nelle fasi di trasporto e vendita di GN, che deve approvvigionarsi integralmente dall'estero tramite importazioni (ad es. Gaz de France).

4. Quadro riassuntivo

Il quadro riassuntivo della struttura dell'industria italiana di GN, suddivisa per le varie fasi della filiera, è riportato nella tabella 16.

Tabella 16. Quadro riassuntivo della struttura del settore di GN in Italia, 1995

Fase	Gruppo Eni	Altri operatori
Importazione	Snam (100%)	-
Produzione nazionale	Agip (91%)	Edison Gas (7%) Altri (Fina, Elf, Total, British Gas RiMi) (2%)
Trasporto	Snam (97%)	Edison Gas e SGM (3%)
Stoccaggio	Agip/Snam (99%) ⁵⁴	-
Distribuzione primaria (a)	Snam (95%)	Edison Gas e SGM (5%)
Distribuzione secondaria (b)	Italgas (33%)	Altri privati (24%) Municipalizzate e comuni (43%)

(a) Vendite sia alle utenze intermedie (distributori), sia a quelle finali (industriali e termoelettriche).

(b) Vendite agli utenti vincolati sottoposti a metodologia tariffaria. Le percentuali esprimono il numero delle concessioni ottenute sul totale dei comuni metanizzati.

Nel medio-lungo periodo non sembra che il monopolio di fatto di Snam nelle importazioni possa essere conteso da altri concorrenti, alla luce sia del potenziamento delle infrastrutture di trasporto, sia dei nuovi contratti di importazione di GN sottoscritti da Snam di recente. Snam, inoltre, opera come una sorta di «acquirente unico» di tutto il GN prodotto in Italia, che viene stoccato nei depositi (gestiti in proprio o da Agip) e/o trasportato sulla rete ad alta pressione di Snam⁵⁵.

Nell'ambito della produzione nazionale, Edison Gas e gli altri operatori minori detengono una posizione di assoluta marginalità rispetto ad Agip (Eni). Non si ritiene che, nel medio-lungo periodo, altri operatori possano contrastare Snam sul piano dell'estensione della rete di gasdotti. Sembra, infatti, essere alquanto ridotta la probabilità che altri produttori, oltre ad Edison Gas e SGM, decidano di realizzare una propria rete di trasporto ad alta pressione in Italia.

Valutazioni fornite in tal senso da alcuni di questi operatori indicano come essi giudichino non sostenibile l'investimento relativo alla costruzione di una nuova rete, in assenza di un adeguato mercato di sbocco che possa ripagare nel tempo l'investimento. Di conseguenza, come si avrà modo di argomentare in dettaglio nei successivi capitoli, stimoli concorrenziali nella fase di approvvigionamento possano avvenire esclusivamente tramite il riconoscimento del diritto di accesso ai terzi alla rete (ATR).

Un'ulteriore difficoltà di natura esogena, affinché si sviluppino nuovi operatori verticalmente integrati nella fase di approvvigionamento di GN, sembra essere rappresentata dalla assai probabile reticenza dei grandi venditori extra Unione Europea di GN (ad es. GazProm, Sonatrach, Norsk Idro) ad intrattenere rapporti con una pluralità di soggetti attivi nella fase di trasporto e vendita. Ciò in quanto una domanda frammentata potrebbe provocare un abbassamento strutturale del livello dei prezzi di GN con conseguente riduzione del margine a disposizione dei produttori e la diffusione di fenomeni di concorrenza tra produttori per accaparrarsi i maggiori clienti, che potrebbe determinare una sistematica instabilità delle quotazioni internazionali di GN.

Riguardo alla possibilità che, dato l'attuale assetto del mercato, Edison Gas e SGM possano esercitare una reale concorrenza nei confronti di Snam, si osserva che, a causa del vincolo a monte nella fase di approvvigionamento di GN, queste società non hanno avuto nel passato, nei confronti di Snam, un atteggiamento di

⁵⁴ Si tiene conto della limitatissima dotazione di capacità di stoccaggio detenuta da Edison Gas (Cellino e Montalto).

⁵⁵ Emerge, al riguardo, una differenza tra il funzionamento del mercato elettrico e di quello del GN. Nel primo caso gli autoproduttori hanno negli anni rivenduto all'Enel (monopolista legale) l'energia prodotta e non autoconsumata ad un prezzo particolarmente favorevole, regolamentato dal provvedimento Cip 6/92. Nel caso del GN, invece, i quantitativi non autoconsumati od utilizzati per la generazione di energia elettrica dai produttori nazionali (per i quali è consentito il vettoriamento ai sensi dell'articolo 12 della legge 9/91), sono stati venduti a Snam ad un prezzo libero. Tale prezzo, in forza della posizione monopsonistica di Snam, si è situato ad un livello tale da scoraggiare qualsiasi attività di incremento delle quantità estratte.

tipo concorrenziale, applicando ai loro clienti primari gli stessi accordi quadro sottoscritti da Snam con le associazioni di categoria degli utenti e differenziandosi, semmai, in qualche caso solo relativamente alle condizioni accessorie (ad es. contributo di allacciamento). Solo recentemente (febbraio 1997), si è avuto un caso di comportamento concorrenziale di Edison Gas nei confronti di Snam con riferimento alla fornitura di GN al Comune di Ascoli Piceno per la gestione diretta del servizio di distribuzione civile⁵⁶. Inoltre, a seguito dell'intervento dell'Autorità⁵⁷, SGM ha recentemente formulato ad una utenza industriale rappresentata da una serie di utenze consorziate una offerta di prezzo più vantaggiosa di quella stabilita da Snam in seno all'accordo con Confindustria e Confapi.

⁵⁶ Il caso presenta aspetti di indubbia rilevanza. In data 18 febbraio 1997 il Consiglio Comunale di Ascoli Piceno ha deliberato l'affidamento della fornitura del GN alla società Edison Gas dopo aver ritenuto l'offerta di quest'ultima più vantaggiosa (in termini di sconto offerto e di concorso finanziario alla partecipazione ad una serie di opere per il rafforzamento della rete) rispetto a quella formulata da Snam, in precedenza fornitore del Comune. In particolare, la delibera del Consiglio Comunale definisce migliorativo rispetto all'accordo Snam/Anci-Anig-Federgasacqua ed Assogas dell'ottobre 1996 il livello di prezzo del gas richiesto da Edison Gas per la fornitura al Comune.

⁵⁷ Cfr. il procedimento A/110, *Consorzio per il nucleo di industrializzazione di Campobasso-Boiano/SGM*, «Bollettino», n. 27, 1997.

CAPITOLO 2. IL QUADRO NORMATIVO

1. Premessa

La penetrante disciplina normativa che ha condizionato lo sviluppo e la struttura dell'industria del GN in Italia ha posto l'impresa pubblica in posizione di privilegio nelle fasi di produzione, stoccaggio, trasporto e distribuzione primaria.

La normativa si sviluppa nel contesto della disciplina mineraria a partire dal Regio Decreto n. 1443/1927, successivamente integrato da un articolato complesso di norme (legge n. 136/53 istitutiva dell'Ente Nazionale Idrocarburi; legge n. 6/1957; legge n. 613/1967; legge n. 170/1974; legge n. 9/1991 attuativa del Piano Energetico Nazionale del 09.01.91), sino al recente Decreto Legislativo n. 625/96 che ha recepito la Direttiva comunitaria 94/22/CE del 30 maggio 1994.

A prescindere dalle ragioni economiche e storiche che sottostanno a tale complessa disciplina, fra le quali il fatto che il GN costituisse l'unica risorsa energetica di importanza considerevole presente sul territorio nazionale, le finalità perseguite dal legislatore possono brevemente riassumersi nell'esigenza di riservare allo Stato l'esercizio di alcune attività ai sensi dell'art. 43 della Costituzione, subordinando lo svolgimento da parte di terzi al rilascio di una concessione; realizzare alcuni obiettivi di politica industriale fra i quali favorire e diffondere l'utilizzo di tale idrocarburo; e, infine, accordare un trattamento privilegiato all'impresa pubblica, alla quale era affidata la realizzazione delle politiche industriali governative.

Lo spazio lasciato alla libera iniziativa economica è risultato pertanto marginale. Ciò si è riflesso sull'attuale struttura del mercato nel quale la sola impresa pubblica, verticalmente integrata, Eni spa, è presente in posizione di monopolio (legale sino al 31 dicembre 1996 o di fatto), quasi monopolio o con quote di mercato significativamente superiori a quelle di altre imprese in tutti i segmenti di mercato interessati dalla filiera del GN (produzione, importazione, stoccaggio, trasmissione e distribuzione).

Solo con il citato D. Lgs. 625/96, sono stati introdotti importanti elementi di novità volti ad aprire alla concorrenza alcune fasi di attività.

Nel recepire la direttiva CE 94/22⁵⁸, il Governo si è conformato a criteri di «*promozione della concorrenza attraverso l'abrogazione o la modificazione delle norme che prevedono disparità di trattamento tra diversi operatori nei settori della prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi assicurando, entro il 31/12/1996, parità di condizioni di accesso per l'intero territorio nazionale*» (articolo 50 della legge Comunitaria 1994, n. 52/96), modificando e integrando molta parte della disciplina anche al di là di quanto fosse previsto nella citata Direttiva.

L'analisi che segue è volta, oltre che a descrivere brevemente la disciplina delle varie attività di tale settore, ad evidenziare gli aspetti della normativa in vigore che potrebbero risultare di ostacolo all'introduzione della concorrenza in questo mercato.

2. Le attività dell'industria del gas naturale

2.1 La fase upstream

Le attività che generalmente vengono ricondotte alla fase *upstream* della filiera gasiera sono la prospezione, la ricerca e la coltivazione. L'attività di prospezione consiste in rilievi geografici, geologici e geofisici, intesi ad accertare la natura del sottosuolo o del sottofondo marino; l'attività di ricerca è volta direttamente al rinvenimento

⁵⁸ Tale Direttiva ha eliminato tutti i diritti esclusivi esistenti nei paesi dell'Unione in merito alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. In tal senso, essa interessa (e ha liberalizzato) solamente la fase upstream della produzione di GN. Per la liberalizzazione della restante (e ben più consistente) parte della filiera (trasporto, distribuzione e vendita) ancora si attende il recepimento della Direttiva Comunitaria recante norme in tema di mercato unico del GN (cfr. il capitolo 4).

del giacimento di idrocarburi e comporta una serie di attività materiali per identificare e raggiungere il giacimento; l'attività di coltivazione consiste nella estrazione degli idrocarburi da un giacimento.

Lo svolgimento di ciascuna di queste attività nel territorio nazionale (mare territoriale e piattaforma continentale) non è liberamente esercitabile ma è riservata allo Stato e quindi sottoposta ad un articolato regime pubblicistico, affidata alla responsabilità del Ministero dell'industria, commercio e artigianato, che rilascia il permesso per la prospezione ed il permesso per la ricerca e accorda la concessione per la coltivazione.

Tutti di natura onerosa⁵⁹, tali atti si caratterizzano per avere un ambito spaziale e una durata limitata (6 anni la ricerca, 20 anni la concessione di coltivazione); il permesso di ricerca e la concessione di coltivazione conferiscono anche un'esclusiva e, per quanto riguarda il permesso di ricerca, un diritto a ottenere la concessione di coltivazione nel caso venga rinvenuto un giacimento⁶⁰.

Fino all'approvazione del D. Lgs. 625/96 la disciplina nazionale accordava all'impresa pubblica numerosi diritti speciali ed esclusivi, il più importante dei quali era rappresentato dall'esclusiva per la ricerca e coltivazione della Pianura Padana e del tratto di mare prospiciente. Tali diritti hanno permesso ad Eni di assumere una posizione di assoluta preminenza nello svolgimento di tale attività.

Con il citato D. Lgs. sono stati eliminati molti dei regimi preferenziali accordati all'Eni e sono stati introdotti meccanismi concorrenziali per l'esercizio di queste attività, soprattutto per quanto concerne il rilascio del permesso di ricerca (artt. 4-6).

In particolare, l'art. 23 del D. Lgs. 625/96 ha eliminato l'esclusiva attribuita all'Eni per la ricerca e la coltivazione della Pianura Padana e del tratto di mare prospiciente, accordata con la l. 136/1953, salvo il diritto di tale impresa di ottenere l'attribuzione di quelle concessioni a salvaguardia dei diritti maturati in regime di esclusiva.

A tal fine il D. Lgs. 625/96 ha previsto che entro un breve periodo dall'entrata in vigore della nuova disciplina, il Ministero dell'Industria attribuisse all'impresa pubblica i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione e stoccaggio in ragione degli investimenti effettuati e dello sviluppo delle attività in corso di realizzazione, secondo quanto espressamente indicato dallo stessa disciplina (artt. 24 e ss.).

Nel marzo del 1997, l'Eni ha presentato al Ministero circa 90 istanze per l'attribuzione di titoli minerari (permessi di ricerca, concessioni di coltivazione e di stoccaggio) relativi ad una superficie pari a poco meno del 40% della superficie totale dell'ex area Eni.

Al momento in cui si redige il testo finale di questa indagine (ottobre 1997) il Ministero ha completato il processo di riattribuzione ad Eni dei permessi e delle concessioni relative al primo dei quattro Domini in cui ha suddiviso l'area sottoposta ad esclusiva sino al dicembre 1996 («Dominio Appennino Occidentale»)⁶¹. Il criterio di attribuzione ad Eni di attività in precedenza svolte in regime di esclusiva legale risulta essere soprattutto legato all'esigenza di salvaguardare gli investimenti realizzati *in loco* dell'impresa pubblica.

Ai sensi degli artt. 26 e 33 dello stesso D. Lgs. 625/96, Eni dovrà mettere a disposizione di terzi il patrimonio informativo acquisito nel corso della sua attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi relativo alle aree della Pianura Padana e dei territori limitrofi in precedenza sottoposti a riserva e non riattribuiti in concessione. Si tratta di «una relazione generale dei risultati delle ricerche effettuate» e dei dati geofisici e di perforazione relativi alle aree non riattribuite all'Eni in permesso o concessione⁶².

⁵⁹ E' previsto per ciascun atto un diverso canone annuo per chilometro quadrato e, nel caso di concessione di coltivazione, anche una *royalty* fra il 4% e il 7% del valore del prodotto estratto.

⁶⁰ Tale concessione pubblicistica dell'attività di sfruttamento delle risorse del sottosuolo, presente in tutti i paesi europei., determina in ognuno di essi l'esistenza di diritti di esclusiva.

⁶¹ Cfr. *Staffetta Quotidiana*, 8 ottobre 1997. I responsabili del Ministero hanno dichiarato all'Autorità che il processo di riattribuzione dei titoli in tutti e cinque i Domini sarà completato entro l'anno 1997.

⁶² Per l'acquisizione di tali dati, nella forma del diritto di uso, è previsto un corrispettivo che non può comunque superare un terzo del costo sostenuto. Da informazioni assunte nel mese di settembre 1997 da Assomineraria (associazione che raccoglie gli operatori

La nuova disciplina ha inoltre ridefinito l'ambito spaziale e di durata del permesso di ricerca e della concessione di coltivazione. In primo luogo, è stato eliminato il cosiddetto «limite dell'ettaraggio» che individuava un tetto massimo per la superficie esplorabile da ciascun singolo operatore ad esclusione di Eni (in virtù di quanto disposto dall'art. 26 della legge n. 613/67). Anche tale intervento, in un quadro volto alla eliminazione del regime preferenziale previsto per l'impresa pubblica, permetterà un efficiente sfruttamento delle risorse secondo le potenzialità e le capacità di ciascun operatore interessato.

In secondo luogo, l'art. 9 del D. Lgs. 625/96 ha ridotto il limite massimo per l'estensione dell'area del permesso di ricerca a 750 chilometri quadrati (precedentemente era di 100.000 ettari), mentre l'art. 13 ha stabilito un nuovo limite massimo per l'estensione della concessione di coltivazione, pari a 150 chilometri quadrati, ridotto la durata della concessione da 30 a 20 anni, nonché previsto nel caso la concessione sia cessata per scadenza, rinuncia, revoca o decadenza del titolare, che questa possa essere riattribuita secondo procedure concorrenziali.

Alla luce di quanto sinora esposto, risulta evidente che una effettiva promozione della concorrenza nel settore della ricerca e della produzione di GN nazionale è condizionata dal riconoscimento dell'automatica riattribuzione all'Eni dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione a tutela dei diritti maturati durante il regime di esclusiva. Ove, infatti, tutte le istanze di attribuzione dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione dei siti dell'ex area Eni attualmente in esame presso il Ministero dell'Industria venissero accolte, Eni/Agip manterrebbe per altri 6 anni per la ricerca, e per altri 20 nel caso della coltivazione, una posizione di indiscussa dominanza nel settore.

2.2 Lo stoccaggio

Anche l'utilizzo di giacimenti di idrocarburi per lo stoccaggio di GN è considerata attività riservata allo Stato, ed in quanto tale può essere accordata a terzi con concessione onerosa da parte del Ministero dell'Industria (artt. 1 e 3 della l. 170/1974).

La disciplina che ha interessato l'attività di stoccaggio di GN risente dell'impostazione mineraria di questa materia, in quanto stabilisce un necessario collegamento fra concessione di stoccaggio e di coltivazione, conferendo solo al titolare di quest'ultima il titolo per ottenere la concessione di stoccaggio.

Tale particolare regime non è stato modificato dal D. Lgs. 625/96, sebbene questo abbia eliminato il regime preferenziale accordato all'impresa pubblica, ridotto la durata della concessione da 30 a 20 anni (art. 13, comma 5) ed introdotto misure volte a rendere disponibile la capacità di stoccaggio inutilizzata.

In particolare, l'art. 23 del D. Lgs. 625/96 ha eliminato l'esclusiva attribuita ad Eni per lo stoccaggio sotterraneo di GN nei giacimenti di idrocarburi situati nella Pianura Padana e nel tratto di mare prospiciente, accordato dall'art. 2 della citata l. 170/1974, salvo il diritto di ottenere l'attribuzione di quelle concessioni a salvaguardia dei diritti maturati in regime di esclusiva.

Tra le circa 90 istanze di attribuzione di titoli minerari inviate da Eni al Ministero nel marzo 1997 compaiono anche quelle relative all'attribuzione delle concessioni sullo stoccaggio. Tenuto conto che otto dei nove stoccaggi utilizzati da Eni ricadono nell'area in precedenza sottoposta a riserva legale, emerge come il processo di attribuzione di tali diritti interessi (contrariamente all'attribuzione delle concessioni di coltivazione) quasi la totalità della capacità di stoccaggio attualmente installata in Italia.

L'art. 36, relativamente ai giacimenti situati nella Pianura Padana per i quali si è conclusa la coltivazione e che non verranno riattribuiti all'Eni, e l'art. 13, comma 7, nel caso la concessione di stoccaggio sia cessata per scadenza, rinuncia, revoca o decadenza del titolare, hanno poi previsto che possa essere accordata una concessione di stoccaggio a terzi interessati.

L'articolo 13, comma 9 dello stesso D. Lgs. 625/96 ha inoltre introdotto la possibilità che i terzi acquistino le capacità di stoccaggio lasciate inutilizzate dal titolare della concessione del giacimento, le quali, *“previa autorizzazione del Ministero, sono messe a disposizione dei terzi, compatibilmente con il programma di stoccaggio del concessionario ed i suoi sviluppi previsti, e con la capacità della rete di trasporto”*.

Al momento di redigere il testo finale dell'indagine, presso il Ministero dell'Industria è in fase di predisposizione il testo di un disciplinare-tipo sull'attività di stoccaggio che, tra le altre cose, dovrebbe regolamentare la previsione del 9° comma dell'articolo 13 con riferimento alla messa a disposizione dei terzi della capacità di stoccaggio inutilizzata da parte del titolare della concessione.

L'attività di stoccaggio non è strumentale all'attività di coltivazione del giacimento quanto, più propriamente, a quella di distribuzione del GN. In tale prospettiva sembrerebbe opportuno riconsiderare la riserva d'impresa per questa attività e conseguentemente le modalità con le quali sono accordate le relative concessioni. Non si tratta, infatti, di riconoscere un diritto di sfruttamento esclusivo delle risorse minerarie dello Stato, ma solo di concedere la disponibilità di particolari beni strumentali allo svolgimento di attività economiche, per i quali l'interesse pubblico si manifesta solo nella corretta utilizzazione del bene ed eventualmente nelle esigenze di sicurezza connesse all'approvvigionamento di fonti energetiche. Ciò, tenuto conto, naturalmente, delle particolari qualità del bene in questione: una infrastruttura di stoccaggio, infatti, è pur sempre un giacimento esausto, il cui uso richiede particolari attenzioni.

L'intervento normativo di recepimento della Direttiva comunitaria nel settore dello stoccaggio di GN presenta alcuni aspetti insoddisfacenti: mantiene il collegamento tra il rilascio della concessione di stoccaggio ed il possesso di una concessione di estrazione⁶³; mantiene in capo ad Eni il diritto di riottenere l'attribuzione delle concessioni relativi ai campi di stoccaggio su cui sono stati maturati dei diritti durante il regime di esclusiva.

Inoltre, la portata del comma 9 dell'articolo 13 del D. Lgs. (messa a disposizione dei terzi della capacità di stoccaggio inutilizzata) appare limitata nel breve periodo da una serie di fattori, tra i quali la mancanza di una normativa che consenta l'accesso sulle reti terze del gas utilizzato a fini commerciali; la probabile saturazione dei campi di stoccaggio Eni a seguito della politica di incremento delle importazioni descritta nel capitolo precedente⁶⁴.

2.3 Il trasporto

Nessun limite di carattere pubblicistico caratterizza attualmente l'attività di costruzione e gestione delle condotte di trasporto del GN, dal momento che l'art. 23 del D. Lgs. 625/96 ha eliminato l'esclusiva attribuita all'Eni per la costruzione ed esercizio delle condotte per il trasporto degli idrocarburi della Pianura Padana e del tratto di mare prospiciente, accordata con la legge n. 136/1953.

Una particolare regolamentazione è invece rimasta in vigore per la dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture di trasporto del GN, che prevede un trattamento differenziato a seconda che esse vengano realizzate dall'impresa pubblica, dalle imprese titolari di una concessione di coltivazione o da altri operatori che intendano installare tali condutture acquisendo il GN da terzi.

Per quanto concerne l'impresa pubblica, l'articolo 23 della legge n. 136/1953, dispone che le *“opere necessarie all'attuazione dei compiti affidati all'Ente e alle società di cui all'articolo 3 sono dichiarate di pubblica utilità a tutti gli effetti della legge 25 giugno 1865, n. 2359 e successive modificazioni e integrazioni”*, demandando al Ministero dell'Industria di stabilire se tali opere siano urgenti e indifferibili.

⁶³ Per quanto riguarda il contenuto delle due concessioni, quella di coltivazione è volta allo sfruttamento economico del giacimento mediante estrazione di risorse minerarie, mentre la concessione di stoccaggio consiste nella mera utilizzazione del giacimento nella sua veste di bene del patrimonio indisponibile dello Stato.

⁶⁴ In alcuni paesi europei (ad es. la Francia) sono stati realizzati campi di stoccaggio sotterranei artificiali all'interno di cavità saline. La possibilità di realizzare campi non connessi a giacimenti esausti, oltre a svincolare completamente l'attività di stoccaggio da quella di coltivazione, renderebbe possibile l'ingresso nel settore ad operatori non minerari. L'aspetto problematico rispetto agli stoccaggi artificiali è quello della limitatezza dei siti che offrono le adeguate garanzie di sicurezza interna (rischio che il gas si disperda nel sottosuolo) ed esterna (possibilità di fuoriuscite del gas).

Tale potestà, di cui l'impresa pubblica è rimasta beneficiaria anche a seguito della trasformazione dell'Eni in Spa⁶⁵, attribuisce *ex lege* la natura di pubblica utilità a tutte le infrastrutture di trasporto che Eni intenda realizzare, beneficiando del particolare regime espropriativo dei beni immobili di terzi previsto dalla richiamata disciplina sulle espropriazioni.

Un regime diverso, differenziato a seconda dell'ubicazione delle infrastrutture di trasporto, è invece previsto nel caso in cui la loro realizzazione debba essere effettuata dalle altre imprese titolari di una concessione di coltivazione. Un regime di pubblica utilità *ex lege* è previsto dall'art. 32, comma 1, del R.D. 1927/1443 per le opere necessarie al trasporto e alla coltivazione del giacimento entro il perimetro della concessione.

L'art. 31, comma 1, legge n. 1967/613 prevede invece che il Ministro dell'Industria dichiari la pubblica utilità, l'urgenza e l'indifferibilità delle opere necessarie al trasporto in terraferma del GN estratto dal mare territoriale o dalla piattaforma continentale. Identico regime è poi previsto dall'art. 8, della legge n. 170/1974 per le opere necessarie all'installazione e all'esercizio degli impianti di stoccaggio.

Ove invece la realizzazione di tali infrastrutture debba effettuarsi al di fuori del perimetro della concessione di coltivazione, il comma 3 dell'art. 32 del R.D. 1927/1443 prevede che *"il concessionario può domandare la dichiarazione di pubblica utilità"* al Ministro dell'industria.

In tal caso si applica il diverso e più complesso iter preparatorio previsto dalla legge n. 2359/1865⁶⁶ e la dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture sembra ricollegarsi alle necessità derivanti dall'attività di coltivazione, vincolando in tal modo le possibilità di sviluppo della rete da parte di tali imprese.

Non è invece prevista l'ipotesi che la dichiarazione di pubblica utilità delle opere necessarie alla realizzazione di infrastrutture di trasporto del GN possa essere richiesta da altri operatori, che non siano titolari di concessione di coltivazione.

Simile disciplina in materia di pubblica utilità integra un regime preferenziale per l'impresa pubblica rispetto agli altri operatori presenti sul mercato, sia titolari di concessione di coltivazione sia interessati soltanto allo svolgimento dell'attività di trasmissione e distribuzione del GN. In questo modo, viene conferito all'impresa pubblica un indubbio quanto ingiustificato vantaggio per la realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto del GN nel territorio nazionale.

Le diverse e più restrittive condizioni previste affinché i soggetti privati possano beneficiare della dichiarazione di pubblica utilità, comporta un aggravio in termini temporali, di costi e di certezza della realizzazione degli investimenti che determinano uno svantaggio per l'ingresso di nuove imprese concorrenti nella fase della trasmissione del GN.

2.3.1 I piani di metanizzazione del Mezzogiorno

In questo contesto si inserisce la particolare disciplina emanata per la metanizzazione del Mezzogiorno. Lo sviluppo della rete al Nord Italia è stato progressivo e conseguente alla scoperta di importanti giacimenti da parte dell'Eni e al suo diritto esclusivo di costruzione delle infrastrutture di trasporto nella pianura padana (ex legge 136/53). Nel Mezzogiorno la metanizzazione del territorio è stata favorita, invece, da un pervasivo intervento pubblico.

Un elemento che ha dato un grande stimolo all'opera di metanizzazione del Mezzogiorno è stata la realizzazione, da parte di Snam, del metanodotto sottomarino che collega l'Algeria con la Sicilia.

⁶⁵ L'articolo 14 della legge n. 359, dell'8 agosto 1992, ha specificamente previsto che le società trasformate in spa *"esercitino nei medesimi limiti e con i medesimi effetti, le attribuzioni in materia di pubblica utilità e di necessità ed urgenza, già spettanti agli enti originari"*.

⁶⁶ Si tratta di un procedimento che prevede la pubblicazione della domanda; che condiziona la dichiarazione di pubblica utilità di un'opera alla redazione di un piano di massima che contenga l'indicazione delle opere e dei terreni che esse devono occupare nell'ambito degli enti territoriali presso cui l'opera dovrà essere eseguita; e che impone la trasmissione della domanda stessa, con le eventuali opposizioni, alle autorità competenti per la successiva emissione del decreto per la dichiarazione della pubblica utilità.

La normativa generale regolante il Piano di Metanizzazione del Mezzogiorno è costituita dalla legge n. 784 del 28 novembre 1980, integrata dalla legge n. 445 del 29 ottobre 1987 e da una serie di delibere attuative del CIPE. L'art. 11 della legge 784/80 prevedeva un doppio regime di agevolazioni: per la realizzazione delle reti di distribuzione comunale a favore dei Comuni o dei loro consorzi; per la realizzazione degli adduttori secondari a favore esclusivo dell'Eni.

In particolare, per quanto riguarda la costruzione degli adduttori necessari per il collegamento delle reti locali a bassa pressione realizzate dai Comuni con la rete dorsale di trasporto del GN ad alta pressione, definiti «adduttori secondari aventi caratteristiche di infrastrutture pubbliche», tale disciplina accordava un'esclusiva ad Eni per la concessione di finanziamenti pubblici che erano erogati nella forma di contributi in conto capitale fino al 40% della spesa preventivata. In forza di tale finanziamento pubblico preferenziale Snam ha potuto realizzare gran parte delle infrastrutture secondarie nelle regioni meridionali.

L'esaurimento progressivo dei fondi disponibili ex lege 784/80 ha più recentemente portato le Regioni con Comuni non ancora metanizzati a regolare con legge regionale la programmazione per la progressiva metanizzazione del territorio, tendendo a reperire i fondi necessari a coprire le opere di metanizzazione attraverso i proventi delle addizionali regionali sull'imposta di consumo di GN.

2.4 Il vettoriamiento

L'unica ipotesi di vettoriamiento obbligatorio del GN attualmente prevista dall'ordinamento italiano è quella contenuta all'articolo 12 della legge n. 9/91. Tale normativa ha introdotto un'importante innovazione, parzialmente regolamentativa della fase di trasporto nel settore del gas. Si stabilisce infatti che *«le società proprietarie di metanodotti provvederanno al vettoriamiento nel territorio nazionale di gas naturale prodotto in Italia ed utilizzato in stabilimenti delle società produttrici, delle società controllate, delle società controllanti o di società sottoposte al controllo di queste ultime o per forniture all'Enel o alle imprese municipalizzate che esercitano le attività elettriche»*.

Tale disposizione assume maggiore rilevanza come principio generale che non per la sua concreta portata applicativa, in quanto ha previsto una serie di requisiti soggettivi e oggettivi che limitano fortemente le possibilità applicative del vettoriamiento.

Infatti, il fatto di riferirsi esclusivamente al GN prodotto a livello nazionale e di individuare solo alcune destinazioni d'uso per il GN vettoriato (autoconsumo e fornitura per usi termoelettrici) sono tutte condizioni che limitano concretamente la portata di tale disposizione.

2.5 La distribuzione primaria e secondaria

La disciplina concernente l'attività di distribuzione del GN si distingue a seconda che riguardi le aziende di distribuzione, le utenze industriali con consumi superiori a 200.000 metri cubi annui, le utenze termoelettriche (distribuzione primaria) oppure l'utenza civile residenziale (distribuzione secondaria).

Mentre la prima consegue ad una libera contrattazione fra le parti⁶⁷, la seconda è sottoposta ad una penetrante regolamentazione che stabilisce i comportamenti delle imprese. Il servizio di distribuzione di GN all'utenza civile, ovvero a quei consumatori che impiegano il gas naturale nei cosiddetti usi domestici (cottura dei cibi; riscaldamento individuale o centralizzato degli stabili; altri usi inerenti alle attività del settore terziario; consumi della piccola impresa industriale ed artigianale), è considerato un servizio di pubblica utilità (cfr. articolo 11 legge 784/1980) che viene generalmente assunto dai Comuni ai sensi del R.D. n. 2578 del 1925 e della legge 142/90.

L'ente locale può decidere la specifica forma di gestione di tale servizio in base alle modalità previste all'articolo 22, terzo comma, della legge 142/90: gestione diretta «in economia», quando le dimensioni e le caratteristiche del servizio sono limitate e tali da non suggerire la costituzione di una istituzione o azienda *ad hoc*; a mezzo azienda speciale; attraverso la concessione ad operatori privati; «a mezzo di società per azioni o a

⁶⁷ Su questi aspetti, cfr. il capitolo 3.

responsabilità limitata a prevalente capitale pubblico locale costituite o partecipate dall'ente titolare del pubblico servizio, qualora sia opportuna in relazione alla natura o all'ambito territoriale del servizio la partecipazione di più soggetti pubblici o privati"⁶⁸.

L'articolo 12 della legge n. 498/90, recante norme circa interventi urgenti in materia di finanza pubblica, ha esteso la possibilità di gestione dei servizi pubblici locali anche a società per azioni a partecipazione pubblica minoritaria⁶⁹. Da una analisi attenta delle fonti normative è emerso che nessuna specifica disposizione di legge riserva in via esclusiva lo svolgimento di tale servizio ai Comuni. Questi ultimi, pertanto, non sembra che possano legittimamente vantare o concedere a terzi alcuna esclusiva per lo svolgimento di questo servizio (cfr. articolo 22, comma 3, legge n. 142/90), salvo per ciò che attiene all'utilizzo di beni demaniali di cui hanno la titolarità esclusiva.

Le tariffe praticate ai vari tipi di utenza civile dal distributore civile sono regolamentate per via amministrativa⁷⁰.

3. La disciplina fiscale

3.1. I tributi previsti per il consumo di gas naturale

Lo sviluppo dei consumi di GN in ambito nazionale è stato ampiamente condizionato dalla fiscalità. Quest'ultima si è caratterizzata per una particolare varietà di tributi e di aliquote gravanti sul GN. Con tale disciplina lo Stato ha inteso favorire la penetrazione e la diffusione del GN ed incentivare l'utilizzazione di questo prodotto in alternativa ai combustibili concorrenti.

La fiscalità a cui è soggetto il GN risulta, in prima istanza, diversificata a seconda sia degli usi a cui esso è destinato, sia in relazione alla localizzazione territoriale in cui il consumo si realizza.

La regolamentazione fiscale del GN si compone, infatti, di una accisa o imposta di consumo disciplinata dal Decreto Legislativo n. 504 del 26/10/1995 (testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi), di una addizionale regionale all'imposta di consumo (istituita con D.L. n. 398/90), e dell'IVA di cui al DPR n. 633/72 e sue successive modificazioni.

L'art. 21, primo comma, del D. Lgs. n. 504/95 ricomprende il GN fra i prodotti sottoposti ad accisa e l'art. 26 precisa che "è sottoposto ad accisa il gas metano destinato all'autotrazione ed alla combustione per usi civili"⁷¹ e per usi industriali⁷²". A tale riguardo, sono previste circa 10 diverse accise a seconda dei vari impieghi.

In particolare, tale normativa prevede diverse aliquote fiscali: un'aliquota pari a 0 lire per il GN utilizzato per autotrazione; un'aliquota pari a 20 lire al metro cubo per il GN utilizzato per combustione per usi industriali; un'aliquota pari a 86 lire al metro cubo per il GN utilizzato per combustione per usi civili (cottura dei cibi e produzione di acqua calda di cui alla tariffa T1 prevista dal provvedimento CIP del 26/06/1986); un'aliquota pari a 151 lire al metro cubo per il GN utilizzato per combustione per usi civili (riscaldamento individuale a tariffa T2

⁶⁸ Testo così modificato dall'art. 17, comma 58, l. 15 maggio 1997 n. 127.

⁶⁹ "Le province e i comuni possono, per l'esercizio di servizi pubblici [...], costituire apposite società per azioni [...], anche senza il vincolo della proprietà maggioritaria di cui al comma 3 lett. e) dell'articolo 22 della legge 8 giugno 1990, n. 142 [...]" (art. 12, comma 1).

⁷⁰ Come si è già detto, sino al dicembre 1993 tali compiti erano di competenza del Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) che agiva a livello locale attraverso i propri Comitati Provinciali (CPP). In seguito alla soppressione del CIP, tale competenza è stata assunta dal Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato (MICA) ad avere assunto tali competenze; a seguito dell'emanazione della l. 481/95 e della conseguente costituzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tali competenze sono state affidate a quest'ultima amministrazione.

⁷¹ Devono considerarsi compresi negli usi civili anche gli impieghi del gas metano negli esercizi di ristorazione e nei locali delle imprese industriali, artigiane e agricole posti fuori dagli stabilimenti, dai laboratori e dalle aziende dove viene svolta l'attività produttiva, e nella produzione di acqua calda, di altri vettori termici e/o di calore non utilizzati in impieghi produttivi dell'impresa ma per la cessione ai terzi per usi civili.

⁷² Si considerano compresi negli usi industriali gli impieghi del gas metano nel settore alberghiero, nel teleriscaldamento alimentato da impianti di cogenerazione che hanno le caratteristiche tecniche indicate nella legge n. 10 del 09/01/1991, anche se riforniscono le utenze civili e gli impieghi in tutte le attività industriali produttive di beni e servizi e nelle attività artigianali ed agricole.

fino a 250 metri cubi annui); un'aliquota pari a 332 lire al metro cubo per il GN utilizzato per combustione per altri usi civili.

Per i consumi dei territori di cui all'art. 1 del Testo Unico delle leggi sugli interventi del Mezzogiorno⁷³ è prevista un'aliquota ridotta pari a 74 lire al metro cubo, per il GN utilizzato per combustione per usi civili (cottura dei cibi e produzione di acqua calda, di cui alla tariffa T1 prevista dal provvedimento CIP del 26/06/1986; riscaldamento individuale a tariffa T2 fino a 250 metri cubi annui); e una aliquota ridotta pari a 238 lire al metro cubo per gli altri usi civili.

La stessa legge prevede inoltre alcune esenzioni da tale accisa, fra le quali si evidenzia per la sua importanza l'impiego del GN per la produzione diretta ed indiretta di energia elettrica.

A tale articolata disciplina sulle accise si aggiunge una addizionale che può essere imposta dalle Regioni a statuto ordinario. L'art. 9 del DL n. 398 del 21/12/1990 ha, infatti, introdotto «una addizionale regionale all'imposta di consumo sul gas metano per le Regioni a statuto ordinario», il cui ambito di applicazione, inizialmente circoscritto agli impieghi diversi da quelli delle imprese industriali ed artigiane, è poi stato esteso anche a tali usi dal D.L. n. 8/1993 convertito con legge n. 68/93⁷⁴. L'ammontare dell'addizionale regionale può variare fra le 10 e le 60 lire al metro cubo di gas erogato e non può essere superiore al 50% dell'imposta di consumo⁷⁵.

La disciplina relativa all'imposta sul valore aggiunto da applicare al GN, è contenuta nella legge istitutiva dell'IVA (DPR n. 633/72) e nelle successive integrazioni e modifiche. A norma dell'art. 16 le forniture di GN sono normalmente soggette ad una aliquota pari al 19% della base imponibile, salvo alcuni utilizzi per i quali è invece prevista una aliquota ridotta pari al 10%. Si tratta «del gas per uso di imprese estrattive e manifatturiere comprese le imprese poligrafiche editoriali» nonché della «somministrazione di gas metano usato come combustibile per usi domestici di cottura cibi e per produzione di acqua calda di cui alla tariffa T1, prevista dal provvedimento del CIP del 26/06/1986».

Dalla disciplina fiscale del GN risulta, quindi, una serie molto vasta ed articolata di imposizioni fiscali a seconda dei diversi utilizzi e della localizzazione dei consumi di GN, che conduce a considerevoli differenze nel prezzo finale dello stesso prodotto.

Dal confronto di tale disciplina fiscale del GN con quella prevista per altri prodotti energetici, concorrenti per gli stessi tipi di impieghi, emerge che il GN gode tuttora di consistenti differenziali fiscali, la cui rilevanza assoluta ha rappresentato una delle principali ragioni della penetrazione e dello sviluppo dei consumi del GN (in particolare per gli usi di riscaldamento e industriali).

Il differenziale fiscale fra le accise previste per il GN e il gasolio per l'uso riscaldamento ha un consistente valore assoluto, superiore a 400 lire (cfr. tabella 1). Tale differenziale si riflette sul prezzo relativo dei due prodotti, a vantaggio del GN. Un minore differenziale fiscale è, invece, previsto per altri prodotti concorrenti del GN, quali il GPL e il BTZ, le cui particolari caratteristiche intrinseche ne riducono il grado di sostituibilità rispetto al GN.

Tabella 1. Prodotti da riscaldamento - prezzi e accise - gennaio 1997

Prodotto	Unità di	Prezzo al	Prezzo al	Prezzo	Prezzo	Accise	Accise
----------	----------	-----------	-----------	--------	--------	--------	--------

⁷³ A norma dell'art. 1 del Testo Unico delle leggi sugli interventi del Mezzogiorno i territori interessati sono le Regioni Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; le Province di Latina e di Frosinone; i Comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; i Comuni compresi nella zona del comprensorio di bonifica del fiume Tronto; i Comuni della Provincia di Roma compresi nella zona della bonifica di Latina; l'Isola d'Elba, nonché gli interi territori dei Comuni dell'Isola del Giglio e di Capraia Isola.

⁷⁴ Sono comunque rimasti esclusi gli impieghi relativi alla produzione di energia elettrica e quelli relativi ai consumi interni delle raffinerie e degli stabilimenti che trasformano gli idrocarburi naturali ed artificiali in prodotti chimici di natura diversa.

⁷⁵ Tale valore è quello indicato nella legge n. 662 del 23/12/1996 all'art.1 comma 153, che ha elevato il precedente livello massimo di 50 lire.

	misura	consumo (l/unità)	consumo (l/mcal)	industriale(l/ unità)	industriale (l/mcal)	(l/unità)	(l/mcal)
Metano (a)	mc	1.032	125,09	552	66,91	332	39,03
Gasolio	litri	1.453	170,94	474	55,71	747,47	87,94
GPL sfuso	Kg	2.305	209,55	1578	143,43	359,22	32,66
GPL bomb.	Kg	2.290	208,19	1723	156,6	359,22	32,66
BTZ	Kg	851	85,96	415	41,93	300,05	30,31
Kerosene	Litri	1.500	185,19	635	78,38	625,62	77,24

(a) Per consumi superiori a 250 mc annui ed al netto dell'imposta addizionale regionale

Fonte: Ministero dell'Industria, DGFE.

Il differenziale fiscale fra GN e gasolio assume una ancora più significativa rilevanza per quanto concerne invece gli impieghi industriali. Per tali usi, infatti, il GN è sottoposto ad una modestissima imposta di consumo (20 lire al metro cubo), così che il differenziale fiscale fra GN e gasolio corrisponde a circa 730 lire/unità.

L'effetto globale della differenza tra prezzi industriali e livelli di accise esistenti tra GN (usi civili) e le altre tipologie di combustibile utilizzati per usi domestici è valutabile dal livello del «*margin di competitività*» del GN. Italgas fornisce una misura di questa grandezza calcolata come lo «*scostamento percentuale del prezzo del GN rispetto a quello delle fonti energetiche concorrenti a parità di energia utile (prezzi finali all'utente, imposte e quote fisse comprese)*»⁷⁶. Un segno negativo di tale margine indica un costo del GN inferiore al prodotto concorrente. La situazione al gennaio 1996 per alcune grandi città italiane era la seguente:

Tabella 2. Margini di competitività del GN rispetto alle fonti concorrenti

	Torino	Roma	Napoli
Cottura (GPL)	-52%	-49%	-45%
Acqua calda (elettricità)	-56%	-53%	-49%
Riscaldamento individuale (gasolio)	-26%	-17%	-17%
Riscaldamento collettivo (gasolio)	-26%	-11%	-22%

Fonte: Bilancio Italgas, 1996.

In particolare, rispetto agli usi per la cottura e l'acqua calda (i cui prodotti energetici concorrenti sono il GPL e l'energia elettrica), il GN presenta una elevata differenza percentuale di prezzo a suo favore. Il calcolo dei margini di competitività, al lordo di imposte, indica come tale confronto possa essere influenzato dagli effetti distorsivi dei diversi regimi fiscali gravanti sui combustibili.

3.2. Il responsabile del pagamento dell'accisa

L'art. 26, comma 4, D. Lgs. 504/1995 stabilisce per il GN che "l'accisa è dovuta dai soggetti esercenti impianti di estrazione, di produzione o di reti di metanodotti, che forniscono direttamente il prodotto ai consumatori", prevedendo al successivo comma che tutti tali impianti "sono gestiti in regime di deposito fiscale".

Da tali disposizioni risulta che il responsabile al pagamento dell'imposta coincide con il soggetto che distribuisce il GN per il consumo, cui spetta liquidare l'imposta applicando l'aliquota corrispondente ai diversi tipi di impieghi. L'art. 40 dello stesso D. Lgs. prevede, infine, sanzioni di natura pecuniaria e detentiva nei confronti di chiunque effettui comportamenti volti alla sottrazione all'accertamento o all'errato pagamento dell'accisa⁷⁷.

⁷⁶ Cfr. Italgas, Bilancio 1996.

⁷⁷ A norma dell'art.40, primo comma, lettere b) e c) è punibile chiunque sottragga, con qualsiasi mezzo, gli oli minerali compreso il gas metano, all'accertamento o al pagamento dell'accisa, nonché chiunque destina ad usi soggetti ad imposta prodotti esenti o ammessi ad aliquote agevolate.

CAPITOLO 3. PREZZI E TARIFFE

1. Premessa

I prezzi che si formano agli snodi delle varie fasi della filiera del gas sono i seguenti: per quanto riguarda l'approvvigionamento, il prezzo delle importazioni ed i prezzi di GN di produzione nazionale; nella fase di trasporto, il prezzo relativo all'ottenimento dei servizi di vettoriamento di GN ammessi dall'articolo 12 della legge 9/91⁷⁸; nella fase di distribuzione primaria, il prezzo di GN acquistato dalle utenze industriali; il prezzo di GN acquistato dalle utenze termoelettriche ed il prezzo di GN acquistato dalle società di distribuzione civile; infine, nella fase di distribuzione secondaria, il prezzo (regolamentato) praticato all'utenza finale domestica.

Con riferimento al GN venduto nelle fasi di distribuzione primaria e secondaria, l'origine dell'attuale criterio di formazione dei prezzi risale a due provvedimenti del CIPE del 26 giugno e del 20 settembre del 1974.

Nel primo, il CIPE, nell'emanare le direttive in ordine alla determinazione dei settori sui quali il CIP poteva esercitare la propria competenza in materia di fissazione delle tariffe, stabiliva che il comitato sui prezzi avrebbe provveduto a fissare i prezzi del gas industriale, naturale e tecnico, distribuito a mezzo rete per usi domestici, artigianali ed industriali.

In quella sede il CIPE si riservava inoltre di qualificare meglio in una successiva deliberazione il quadro generale relativo alla regolamentazione del settore. Tale ulteriore qualificazione giungeva con la delibera del settembre 1974 con la quale, mantenendosi il regime di fissazione amministrativa dei prezzi di GN consumato ad uso civili, si assoggettava invece ad un regime di semplice «sorveglianza» del CIP il prezzo di GN utilizzato a fini industriali e termoelettrici⁷⁹.

Nella delibera del settembre 1974 il CIPE prendeva atto «della rispondenza ai medesimi criteri, per quanto riguarda i prezzi del metano per uso continuo tecnologico, degli accordi siglati il 30 luglio 1974 tra Snam e la Confindustria e, per l'uso termico, delle intese intervenute tra Snam e l'Enel»⁸⁰.

In altri termini, nonostante l'esistenza di un monopolio di fatto di Snam nelle attività di importazione, trasporto e distribuzione di GN per usi industriali e termoelettrici, il decisore pubblico ha ritenuto che la negoziazione diretta tra Snam, associazioni di categoria e produttore elettrico rappresentasse una alternativa efficiente alla regolamentazione dei prezzi per via amministrativa⁸¹.

In sintesi, i meccanismi di formazione dei prezzi nelle fasi a valle della distribuzione primaria e secondaria implicano che nella distribuzione primaria, dove non esiste alcuna forma di restrizione legale al numero dei soggetti

⁷⁸ Si osserva che, in attuazione della previsione di obbligo di vettoriamento del GN di produzione nazionale gravante attualmente sulle società di trasporto nei casi in cui tale servizio venga richiesto per autoconsumo e per usi termoelettrici (l'articolo 12 della legge 9/91), Snam, come avviene per le forniture industriali e termoelettriche, contratta le condizioni di vettoriamento con le associazioni dei produttori (Unione Petrolifera ed Assomineraria), mentre con l'Enel intrattiene una serie di negoziazioni bilaterali che includono anche un accordo per il vettoriamento di 4 miliardi di metri cubi di GN acquistato direttamente dall'Enel in Algeria e trasportato lungo il gasdotto mediterraneo della Snam.

⁷⁹ La sorveglianza dei prezzi equivale ad una forma di blanda regolamentazione, che consiste nella verifica *ex post* da parte dell'autorità amministrativa competente circa l'esistenza dei presupposti a giustificazione di eventuali variazioni dei prezzi.

⁸⁰ I tre criteri giudicati prioritari dal CIPE nella delibera e che si ritenevano soddisfatti dalla contrattazione bilaterale tra le parti erano: (1) evoluzione dei prezzi coerente con il quadro generale di politica energetica; (2) compatibilità con le politiche seguite per i prodotti assoggettati alla disciplina amministrativa dei prezzi (GN distribuito ad uso civile); (3) controllo generale dei prezzi. In concreto, il regime di sorveglianza stabilito dalla delibera prevedeva il deposito presso il CIP dei contratti stipulati da Snam con le associazioni delle utenze «tecnologiche».

⁸¹ La tesi implicitamente assunta dal decisore pubblico è che, con riferimento ai settori della fornitura industriale e termoelettrica di GN, «da un punto di vista teorico la contrattazione diretta è sicuramente uno strumento migliore della regolamentazione in quanto l'asimmetria informativa tra le parti è minore o può essere facilmente ridotta» (De Paoli 1996). Questa tesi, tuttavia, trova maggior conforto nelle situazioni in cui esiste una sia pur minima possibilità di alternativa dal lato dell'offerta del bene e del servizio. Dove, come nel caso del mercato del GN in Italia, mancando la possibilità del vettoriamento per usi commerciali, l'attività di vendita è vincolata al possesso della rete (che, si ricorda, è controllata per il 97% da Snam), è lecito pensare che il potere dell'offerta superi di gran lunga quello della domanda e possa distorcere a suo favore il risultato della contrattazione diretta.

autorizzati allo svolgimento delle relative attività di fornitura, il prezzo viene fissato a seguito di accordi negoziali tra le parti; nella distribuzione secondaria, caratterizzata da un regime di monopolio su base comunale, vige un sistema di regolamentazione amministrativa del prezzo⁸².

2. Prezzi delle importazioni e della produzione nazionale

I dati relativi ai prezzi effettivi di GN importato da Snam dall'Algeria, dalla Russia e dall'Olanda sono riservati. In particolare, non è noto il meccanismo di indicizzazione dei contratti che ne determina l'evoluzione nel tempo (composizione del cosiddetto paniere).

L'analisi svolta nel capitolo 1 (tabelle 12 e 13) ha consentito di arrivare ad una *proxy* del costo medio sostenuto da Snam per l'approvvigionamento tramite importazioni per il periodo 1990/1996. L'influenza dei costi di approvvigionamento, tuttavia, si estende a valle, nella fase di distribuzione primaria, nei processi di formazione dei prezzi praticati da Snam alle varie tipologie di utenza. Infatti, il costo di acquisto della materia prima sopportato da Snam incide direttamente sul processo di determinazione dei vari prezzi di acquisto di GN situati più a valle nella filiera.

I prezzi di GN di produzione nazionale pagati da Snam, in qualità di unico acquirente, si differenziano a seconda del produttore. È possibile suddividere secondo un ordine decrescente i prezzi di GN di produzione nazionale: il prezzo a cui Agip vende il GN nazionale a Snam (al lordo degli oneri di vettoriamiento e modulazione del gas⁸³; il prezzo a cui Snam acquista dagli altri produttori nazionali piccole partite di GN che non rientrano nei casi di vettoriamiento ex art. 12 legge 9/91; il prezzo a cui Snam acquista dai produttori nazionali a cui concede il vettoriamiento i «residui da vettoriamiento», cioè quantità di GN veicolate in eccesso rispetto alle necessità dovute all'autoconsumo.

Sulla base delle informazioni acquisite nel corso dell'indagine, a marzo 1997 il primo prezzo si collocava intorno a valori di 180 lire al metro cubo (di cui 20 lire relative ai servizi di modulazione, compressione e stoccaggio di GN); il secondo prezzo era di circa 150 lire, mentre il terzo si situava intorno alle 135 lire al metro cubo⁸⁴.

3. I contratti tra Snam ed associazioni di categorie di utenti sul mercato libero

Gli accordi-quadro sottoscritti da Snam con le associazioni di categoria dei clienti industriali, termoelettrici e distributori civili equivalgono ad una sorta di contratto nazionale. Le condizioni contenute negli accordi, a parte alcune recenti eccezioni descritte nel primo capitolo, sono infatti state sempre praticate anche dalle altre due imprese private che operano attualmente in Italia nella vendita di GN attraverso una propria rete di trasporto ad alta pressione, Edison Gas ed SGM. Esse si sono in genere differenziate da Snam solamente sul piano di alcune condizioni accessorie quali, ad esempio, il contributo di allacciamento⁸⁵.

3.1 Le utenze industriali

⁸² Alternativamente, è possibile descrivere l'attuale regime di formazione dei prezzi di vendita del GN in termini di «*interfuel competition*». Il meccanismo che prevede accordi bilaterali siglati tra venditore monopolista ed associazioni di categoria di consumatori è operante nel settore della distribuzione primaria, rappresentata dalle forniture industriali e termoelettriche, in cui il GN può subire una maggiore concorrenza esercitata da altri combustibili (in particolare gasolio ed oli combustibili); mentre il modello di fissazione amministrativa dei prezzi è stato adottato nella fase della distribuzione secondaria, che si contraddistingue per una elevata rigidità della domanda finale relativamente ad eventuali cambiamenti della modalità di riscaldamento. Le due interpretazioni non sono autoescludenti. Nei fatti, il modello interpretativo che si rifà all'*interfuel competition* trova una conferma nel fatto che i prezzi delle forniture industriali e termoelettriche del GN sono *direttamente* parametrizzati ai prezzi dei principali concorrenti, mentre le tariffe civili lo sono solo *indirettamente*, nella misura in cui incorporano il prezzo di acquisto del GN pagato dai distributori a Snam (a sua volta agganciato alle variazioni del prezzo del gasolio, come si vedrà nei paragrafi seguenti).

⁸³ Su questo punto si veda, *supra*, il capitolo 1.

⁸⁴ Cfr. audizione della società British Gas RiMi Spa del 17 marzo 1997.

⁸⁵ Come si è ricordato nel primo capitolo, SGM ed Edison Gas sono presenti in ambiti territoriali circoscritti a poche regioni. Inoltre, fin quando progetti come quello relativo a Volta Spa non vedranno la luce, la loro dimensione è particolarmente ridotta, mentre l'attività è vincolata nella fase *upstream* dalla limitata disponibilità di GN. Queste due società dispongono, dunque, di margini limitati per garantire ai propri clienti condizioni economiche e contrattuali migliori di quelle di Snam.

Qualsiasi impresa associata a Confindustria e Confapi e iscritta alla Camera di Commercio, Industria ed Artigianato alla voce industria/artigianato può, in linea teorica, richiedere al venditore di GN che gli vengano praticate le condizioni tariffarie che derivano dagli accordi-quadro siglati da Snam con una delle organizzazioni nazionali richiamate in precedenza⁸⁶.

L'esistenza di un accordo quadro che fissa le condizioni standard da applicare nei singoli contratti di fornitura sottoscritti da ogni aderente all'associazione di categoria risponde all'obiettivo di Confindustria e di Confapi: di garantire ai propri associati una uniformità del prezzo finale di GN a parità di quantità e di modalità di prelievo; di limitare per quanto possibile, attraverso il *countervailing power* della domanda espressa, in forma aggregata, dalle associazioni di categoria, il potere di mercato del monopolista di fatto Snam.

È lecito, tuttavia, supporre che sia limitato il patrimonio informativo a disposizione di Confindustria e Confapi al momento di negoziare con Snam gli accordi quadro. In particolare, non sono disponibili gli effettivi parametri di indicizzazione ai vari prodotti petroliferi dei contratti *take or pay* sottoscritti da Snam con i propri fornitori internazionali.

L'applicazione di condizioni uniformi a parità di quantità e di modalità di prelievo a tutti gli utenti industriali localizzati sul territorio, equivalendo nei fatti alla istituzione di un sorta di tariffa unica nazionale per la fornitura industriale di GN, ha determinato una forma di sussidio incrociato tra utenze collocate in diverse aree geografiche e caratterizzate da ben distinti costi di fornitura⁸⁷.

La piccola utenza industriale con consumi inferiori ai 200.000 metri cubi annui è stata, nei fatti, esclusa dall'ambito di applicazione delle condizioni contrattuali Snam/Confindustria (a parte i, sempre più rari, consumi industriali serviti direttamente da Snam).

Si tratta, in questo caso, di imprese spesso insediate all'interno degli agglomerati urbani, allacciate alle reti dei distributori locali. In presenza di consumi compresi tra i 100.000 e i 200.000 metri cubi annui, tali clienti sono assoggettati alla metodologia tariffaria civile, a cui si applica dall'agosto 1994 una particolare tariffa (T4), che recepisce in parte gli accordi Snam- Confindustria-Confapi.

I contratti di somministrazione di GN ad uso industriale sottoscritti sulla base dell'accordo quadro sono regolati dalle norme generali previste dal codice civile. Ogni singolo contratto concluso tra venditore e consumatore comprende tre parti: le condizioni generali; le condizioni tariffarie, che regolano la formazione del prezzo e riflettono le caratteristiche di fornitura previste dai diversi contratti; le eventuali condizioni particolari, relative a clausole specifiche ad ogni singolo utente.

Le clausole contenute nelle condizioni generali del contratto regolano una serie di aspetti tra i quali: le modalità del rilascio dei permessi necessari alla posa delle tubazioni⁸⁸, l'uso di GN fornito all'utenza industriale, le modalità di fornitura, la misura del gas, il potere calorifico del gas, le modalità di fatturazione e di pagamento, i contributi di allacciamento, le garanzie richieste, la durata ed il rinnovo del contratto, la risoluzione del contratto.

⁸⁶ Tali accordi, nati come esigenza dell'industria chimica, tradizionalmente consumatrice di grandi quantità di GN, nel tempo si sono estesi a tutti gli altri comparti industriali ed, oltretutto dalla Confindustria, sono stati siglati anche dall'associazione delle piccole e medie imprese, Confapi.

⁸⁷ Tale sistema trova giustificazione ed implicita applicabilità nella situazione di monopolio di fatto di Snam sul mercato della distribuzione primaria (e, quindi, della fornitura industriale di GN in Italia). Qualsiasi apertura alla concorrenza del settore (ad esempio attraverso un allargamento dell'obbligo di vettoriamento del GN anche agli usi commerciali) non sarebbe, infatti, coerente con l'esistenza di condizioni standard di vendita applicate a tutti gli operatori. La presenza di differenze sostanziali nei costi di fornitura delle varie utenze renderebbe possibili, infatti, entrate opportunistiche di nuove imprese, finalizzate a «scremare» la parte migliore del mercato (quella caratterizzata dai costi di fornitura più bassi), determinando in tal modo il rischio di notevoli squilibri e discriminazioni nei prezzi applicati a consumatori diversi, a parità di prelievi e modalità di fornitura. Questo rischio potrebbe essere scongiurato se, in presenza di una concorrenza effettiva nel mercato della vendita del GN, prevalesse la libera contrattazione tra le parti, sulla base di una diretta rispondenza tra il prezzo e il costo della singola fornitura.

⁸⁸ La posa delle condotte sino al punto di consegna del gas all'utente avviene a cura del fornitore che, quindi, deve provvedere ad ottenere i necessari permessi. L'eventuale mancato ottenimento di tali permessi comporta, ai sensi degli articoli 1265 e 1268 del codice civile, che riguardano l'impossibilità della prestazione per causa di forza maggiore non imputabile al venditore, la risoluzione del contratto senza corresponsione di indennizzo da parte del venditore.

Le condizioni tariffarie e, a maggior ragione, quelle particolari, dipendono dal tipo di contratto che viene siglato. Il consumatore industriale può scegliere, infatti, il contratto più confacente alle proprie caratteristiche tecnologiche e di consumo. A questo fine si distinguono le seguenti tipologie di fornitura di gas ad uso industriale:

(1) la *fornitura continua*, in genere di durata annuale o stagionale, e che rappresenta circa i due terzi del totale dei contratti industriali attualmente in essere;

(2) la *fornitura interrompibile*, in base alla quale il fornitore può chiedere, in via unilaterale e previo preavviso, la sospensione dell'erogazione⁸⁹.

3.1.1 La fornitura continua

Le forniture continue prevedono due diversi schemi tariffari a seconda del tipo di consumo annuo: uno schema a tariffa binomia (per consumi superiori a 500.000 metri cubi di gas all'anno) ed uno a tariffa monomia (per consumi compresi tra 200.000 ed 500.000 metri cubi all'anno⁹⁰).

La tariffa *binomia* è composta da un termine di abbonamento uguale per tutti gli utenti, attualmente pari a 500.000 lire mensili; da un termine fisso mensile, funzione dell'impegno di portata reso disponibile dal distributore all'utente; infine, da un termine proporzionale, funzione decrescente dei volumi di gas effettivamente erogati ed indicizzato al prezzo dei principali combustibili concorrenti (gasolio, ATZ, BTZ).

Tale tariffa prevede, inoltre, due versioni, ad alta e a bassa utilizzazione, che si applicano in relazione al grado di utilizzazione degli impianti e di sfruttamento della portata resa disponibile. La tariffa ad alta utilizzazione è destinata alle utenze con prelievi ingenti e regolari nel corso dell'anno, poiché è strutturata in modo da aumentare l'incidenza della quota fissa e prevedere un minor onere proporzionale (abbassando così il costo medio unitario del gas all'utenza); quella a bassa utilizzazione, viceversa, è indicata per utenze meno regolari in quanto la quota proporzionale è preponderante rispetto a quella fissa.

La tariffa *monomia*, invece, obbligatoria per le utenze con consumi compresi tra i 200.000 ed i 500.000 metri cubi annui, è composta dal canone di abbonamento di Lire 500.000 mensili e da un termine proporzionale funzione dell'impegno reso disponibile e dell'andamento delle quotazioni del gasolio e dell'ATZ e del BTZ.

In generale, il contratto di fornitura continua prevede una serie di sconti e facilitazioni. Gli sconti praticati sugli importi fatturati si riferiscono a premi per la regolarità dei prelievi, a facilitazioni per gli utenti con più stabilimenti, a premi per la regolarità nei pagamenti⁹¹. Esistono, poi, ulteriori facilitazioni in funzione della ripartizione stagionale dei prelievi o della destinazione finale del gas⁹².

La tabella 1 contiene alcune indicazioni di prezzo al netto delle imposte riferite ad una utenza indicativa di 10 milioni di metri cubi annui (livello medio di consumo nella grande industria) costruite sulla base del contratto di fornitura continua ad alta utilizzazione.

Tabella 1. Andamento del prezzo di GN relativo ad una fornitura industriale continua di 10.000.000 metri cubi annui (tariffa alta utilizzazione, 1994-1997)

Anno	Componente fissa (lit/mc)	Componente variabile (lit/mc)	Totale (lit/mc)
------	------------------------------	----------------------------------	-----------------

⁸⁹ L'utente, per accedere a tale tipo di fornitura, deve necessariamente possedere impianti capaci di funzionare anche con altri combustibili quali, ad esempio, l'olio combustibile denso od il gasolio.

⁹⁰ Si veda l'appendice A.1 per una descrizione delle formule di prezzo.

⁹¹ Nei contratti di fornitura di gas ad uso industriale non sono previsti sconti legati alle quantità consumate. Nel caso di utenze multi-stabilimento, sebbene sia esclusa la possibilità di considerare in modo aggregato i consumi imputabili ai singoli siti produttivi, come se rappresentassero un'unica utenza industriale, è tuttavia contemplato il ricorso agli sconti.

⁹² Nel novero dei contratti di fornitura continua vanno compresi anche i cosiddetti contratti di fornitura continua stagionali, relativi a consumi che si estendono per un periodo di tempo non superiore ad otto mesi e non inferiore a tre. Le condizioni generali applicate a questi contratti sono le stesse di quelle per la fornitura continua, mentre vi sono leggere variazioni nelle condizioni tariffarie ed in quelle particolari.

1994	51.0	173,7	255.4
1995	53.2	189.7	273.5
1996	55.9	207.5	294.0
1997 (gennaio)	56.8	213.7	301.1

3.1.2 La fornitura interrompibile

Le forniture interrompibili si contraddistinguono per la possibilità che ha il fornitore di interrompere la fornitura, più volte, ed anche in periodi non consecutivi, subordinatamente ad un semplice preavviso.

In questo senso tali contratti rappresentano uno strumento a disposizione del fornitore, in alternativa allo stoccaggio, per adattare in modo flessibile la gestione dei carichi di rete nei mesi invernali, quando si concentrano i flussi di domanda più elevati (in particolare quella civile), e per ridurre i costi legati alla modulazione tra domanda ed offerta tipici dell'attività di dispacciamento.

L'utente, d'altro canto, può scegliere il contratto interrompibile al fine di godere della maggiore flessibilità nell'utilizzo dell'impegno giornaliero e della maggiore libertà derivante del potenziale impiego di idrocarburi alternativi al GN.

Possono accedere al contratto di fornitura interrompibile le utenze industriali con impegno giornaliero pari ad almeno 5.000 metri cubi e consumi annui non inferiori al milione di metri cubi, che siano dotate di impianti alimentabili ad olio combustibile denso regolarmente autorizzati.

Le condizioni tariffarie che si applicano nei contratti di fornitura interrompibili prevedono una tariffa monomia funzione della quotazione «a pronti» dell'olio combustibile denso, dei costi non energetici legati all'approvvigionamento dell'olio combustibile e del rapporto tra il potere calorifico del GN e dell'olio combustibile.

Il prezzo delle forniture interrompibili di gas naturale risulta così fortemente agganciato a quello dell'idrocarburo concorrente (ATZ)⁹³.

3.2 Le utenze termoelettriche

Gli utenti termoelettrici sono tra i maggiori consumatori di GN. Tecnicamente questo tipo di fornitura è assai simile a quella industriale. Ciononostante, Snam ha diversificato la propria politica di prezzo nei confronti delle imprese termoelettriche rispetto alle generiche imprese industriali.

In qualità di principale consumatore di GN sul territorio nazionale (oltre il 12% del consumo nazionale annuo), Enel negozia direttamente con Snam le condizioni di acquisto di GN sulla base di specifici accordi bilaterali. L'ultimo di questi contratti, per un importo di 6 miliardi metri cubi annui, sottoscritto nel 1994, ha validità decennale e regola la fornitura di GN a 22 centrali Enel⁹⁴.

Per quanto riguarda gli altri produttori di energia elettrica, Snam ha sottoscritto due distinti accordi-quadro con le associazioni di categoria dei produttori privati aderenti a Confindustria (Unapace) e delle aziende elettriche municipali (Federelettrica).

⁹³ Si veda l'appendice A.2 per una dettagliata descrizione. L'ultimo accordo-quadro, siglato tra Snam e le associazioni degli industriali nel gennaio 1994, prevede anche la fornitura continua di gas con sospensione programmata dei prelievi. Tale contratto si differenzia da quello interrompibile per il fatto che il periodo di interruzione è deciso consensualmente dal fornitore e dal cliente. Ad esso si applicano tutte le condizioni previste dal contratto di fornitura continua. Un'altra modalità di fornitura, peraltro ancora poco diffusa, è quella di fornitura congiunta che prevede una parte di fornitura continua ed una parte interrompibile, misurate da un unico apparecchio di regolazione.

⁹⁴ Snam, in ragione della progressiva trasformazione di parte delle tradizionali centrali termiche ad olio in impianti a GN, accrescerà nei confronti di Enel il proprio ruolo di fornitore di GN. I rapporti di fornitura tra Enel ed Eni non potranno che ricevere ulteriore impulso dall'annunciata operazione di creazione di una impresa comune tra le due società nel settore della generazione di energia elettrica da destinare al mercato libero (clienti idonei), previsto dalla Direttiva 96/92/CE.

Ai produttori di energia elettrica privati aderenti alla Confindustria che vendono ad Enel la propria energia prodotta ai sensi dell'articolo 22 della legge 9/91, si applicano le condizioni derivanti da un accordo-quadro firmato con Snam l'8 agosto 1994, a seguito del rinnovo nel gennaio del 1994 dell'accordo-quadro Snam-Confindustria sulle forniture industriali di GN⁹⁵.

Tale accordo si applica a tutti i nuovi contratti di fornitura per la produzione di energia elettrica, nonché a quelli in essere su opzione dell'utente od alla scadenza. L'accordo ha validità fino al 2006, mentre i singoli contratti tra Snam e gli utenti, in considerazione della necessità di impegni di lungo termine, hanno scadenza decennale⁹⁶.

Nel 1995 Snam e Federelettrica hanno sottoscritto un accordo-quadro volto a regolare le forniture di GN alle aziende municipalizzate. Tale accordo, con validità retroattiva dal gennaio 1994 e scadenza al dicembre 2003, separa le condizioni da applicare alle forniture continue da quelle relative alle forniture interrompibili. Nel caso delle forniture continue, l'accordo prevede l'estensione alle Aziende Elettriche Municipali delle condizioni applicate da Snam su scala nazionale agli impieghi industriali.

Riguardo alla fornitura interrompibile, l'accordo limita l'accesso a questo tipo di modalità contrattuale alle Aziende Elettriche Municipali dotate di impianti alimentabili, in alternativa al GN, anche con olio combustibile denso. Il prezzo di vendita per questo tipo di fornitura è funzione diretta di una serie di combustibili sostituibili al GN opportunamente pesati (olio greggio, BTZ, ATZ) ed indicizzati sulla base di alcune variabili macroeconomiche (indice delle retribuzioni orarie contrattuali, numeri indici dei prezzi praticati dai grossisti, prime rate ABI).

3.3 Le aziende di distribuzione

L'ultimo accordo-quadro per la somministrazione di GN alle aziende di distribuzione sottoscritto da Snam e dai rappresentanti delle imprese distributrici (Anci per conto dei Comuni, Federgasacqua per conto delle società municipalizzate ed Anig ed Assogas in nome delle imprese private) risale all'ottobre 1996 ed avrà validità, salvo disdetta di una delle parti, sino al giugno del 2002⁹⁷. Nel dicembre del 1996 le parti si sono inoltre accordate per modificare i criteri di calcolo della quota proporzionale del prezzo di GN acquistato per essere poi distribuito agli utenti civili.

Nelle Condizioni Generali del «Contratto per la somministrazione di gas naturale ad aziende distributrici» sono elencati gli usi consentiti al distributore relativamente al GN acquistato da Snam. Si tratta degli usi relativi all'alimentazione: di utenze soggette alla metodologia tariffaria stabilita dalle Autorità competenti e convenzionalmente denominate civili; di utenze industriali con consumo annuo superiore ai 200.000 mc; di strutture ospedaliere con consumo annuo superiore ai 300.000 mc; di impianti di cogenerazione associati a reti di teleriscaldamento urbano aventi un consumo annuo superiore ai 300.000 mc; di impianti per la distribuzione di GN per autotrazione⁹⁸.

⁹⁵ Non è prevista l'applicazione dell'accordo alle imprese che autoconsumano l'energia elettrica prodotta, per cui valgono le condizioni generali stabilite nell'accordo-quadro Snam-Confindustria.

⁹⁶ Le condizioni generali e quelle particolari dell'accordo sono le stesse che Snam applica alle utenze industriali continue. Alcune differenze si riscontrano, invece, nelle condizioni tariffarie. La tariffa applicata, senza alcun termine di abbonamento, è binomia e prevede una parte fissa, in tutto identica a quella applicata alle forniture industriali continue ed una parte proporzionale. Quest'ultima, pari alla somma degli importi relativi ai prodotti tra gli scaglioni di consumo ed i relativi corrispettivi decrescenti, è parametrizzata ai prezzi di alcuni idrocarburi concorrenti del GN nella produzione di energia elettrica (gasolio, greggio e BTZ). In ragione dei grossi quantitativi impegnati e dei periodi molto lunghi di vigenza dei contratti, al fine di impedire una eccessiva esposizione del fornitore in caso di mancato consumo dei quantitativi pattuiti, nell'accordo-quadro è stata inserita una clausola "take or pay" che impegna il cliente a pagare il controvalore del GN in base ad una formula prestabilita in caso di mancato ritiro. Questa clausola prevede, comunque, una serie di eccezioni relative a: (1) una compensazione nei quantitativi di gas consumati dalle utenze che presentano diverse unità produttive; (2) una compensazione tra i livelli di consumo relativi ad anni diversi nel caso di utenti con unica centrale di produzione e consumi inferiori a determinati livelli; (3) facilitazioni e compensazioni per quelle centrali di produzione che utilizzino, oltre al gas naturale fornito da Snam, quello di recupero proveniente dal processo di combustione.

⁹⁷ Il primo di tali accordi fu siglato nel 1983.

⁹⁸ Quest'ultimo settore, attraverso una rete di 292 punti vendita sparsi in prevalenza nel Nord Italia (di cui 80 in Emilia Romagna) si contraddistingue per un livello di consumo annuo assai limitato (intorno ai 25 milioni di metri cubi), pari a circa lo 0,045% dei consumi totali di GN realizzati in un anno in Italia.

Per il GN acquistato dai distributori per la loro attività tipica di rivendita agli utenti finali civili soggetti alla metodologia tariffaria (cosiddetta distribuzione secondaria), il contratto prevede un prezzo da corrispondere mensilmente al venditore, strutturato come una tariffa a due parti: una fissa (IQF) ed una variabile (Qp)⁹⁹. A fronte di questo prezzo il distributore applica alle utenze finali le tariffe derivanti dalla metodologia tariffaria stabilita per via amministrativa.

La componente fissa IQF è soggetta ad aggiornamento annuale (ogni 1° luglio) sulla base di una formula che contiene una serie di indici relativi alle retribuzioni orarie contrattuali Istat; al valore dei prezzi praticati dai grossisti; al valore dei prezzi dei prodotti industriali. La componente variabile Qp viene aggiornata ogni bimestre in funzione delle variazioni del prezzo ufficiale del gasolio rilevato dal Ministero dell'Industria¹⁰⁰.

Il meccanismo di determinazione della componente variabile Qp del prezzo pagato a Snam prevede che i distributori che servono aree contraddistinte da consumi civili più bassi paghino di meno il GN¹⁰¹. La giustificazione di questa differenziazione tariffaria, che si ripercuote sulle tariffe finali pagate dagli utenti domestici, è legata alla necessità di: incentivare l'utilizzo civile del gas anche in quelle aree del paese che, sulla base di considerazioni di carattere climatico, erano caratterizzate da limitati livelli di consumo strutturalmente inferiori a quelli di altre zone; favorire il processo di sostituzione degli altri combustibili da riscaldamento con il GN; consentire ai distributori caratterizzati da un basso livello di consumo nell'area di competenza di pagare di meno il GN, perequando così le tariffe finali pagate dagli utenti¹⁰².

L'accordo fra Snam e le associazioni dei distributori prevede la possibilità che, «in deroga agli specifici accordi siglati da Snam con le associazioni di categoria delle utenze primarie» (in particolare Confindustria e Confapi per le utenze industriali), queste possano applicare le stesse tariffe di Snam alle utenze industriali, ospedaliere ed agli impianti di cogenerazione associati a reti di teleriscaldamento che superano le soglie di consumo specificate¹⁰³. Ciò, esclusivamente qualora queste utenze superino le soglie di consumo stabilite e siano localizzate all'interno del territorio comunale sul quale sono titolari dell'esclusiva del servizio di distribuzione.

Le attuali soglie nei consumi annui di GN oltre le quali i distributori possono applicare alle utenze non civili le condizioni Snam-Confindustria sono state recepite formalmente nella metodologia per la determinazione amministrativa e la revisione delle tariffe del gas distribuito a mezzo rete urbana.

Nel provvedimento CIP 22/87 si prevede, infatti, che «il limite delle forniture che sono individuate distintamente nel contratto Snam e che non concorrono alla determinazione del grado di sviluppo K viene fissato in 300.000 mc/a per i complessi ospedalieri ed in 200.000 mc/a per i consumatori industriali». Le utenze servite in deroga dai distributori, dunque, non concorrono alla determinazione del parametro K (consumo specifico per utente) che, come si vedrà nel paragrafo successivo, è fondamentale per la determinazione delle tariffe applicate alle utenze civili.

Il prezzo pagato dalle utenze servite «in deroga» è diverso da quello praticato agli utenti civili ed è pari al prezzo industriale Snam/Confindustria che pagherebbe una utenza industriale con lo stesso profilo di consumo. A

⁹⁹ Si veda l'appendice A.3 per una formalizzazione sulla metodologia di determinazione di questo prezzo.

¹⁰⁰ Sino al dicembre 1996, la revisione di Qp era bimestrale. In particolare, il meccanismo di adeguamento prevede che, per ogni lira al kg di differenza tra il prezzo giornaliero del gasolio in ognuno dei giorni del semestre ed il prezzo del gasolio relativo all'ultima revisione semestrale, il prezzo del GN aumenti di 0,5869 lire/mc. Il decreto del Ministero dell'Industria del 13 marzo 1997 ha inglobato tale revisione semestrale nella metodologia tariffaria applicata alle utenze civili (cfr. infra paragrafo 4).

¹⁰¹ Si tratta del cosiddetto «svantaggiamento delle tariffe».

¹⁰² Come si vedrà in dettaglio al paragrafo successivo, infatti, in presenza di bassi consumi, la struttura tariffaria in vigore implicherebbe un maggiore onere fisso al metro cubo dovuto dall'utente finale.

¹⁰³ In altri termini, una industria che consuma 200.000 mc all'anno di GN e che è allacciata alla rete di distribuzione cittadina (od un ospedale con consumi superiori a 300.000 mc/a od un impianto di generazione associato ad una rete di teleriscaldamento con consumi superiori a 300.000 mc/a) può chiedere che il distributore applichi le stesse condizioni che avrebbe applicato Snam ove fosse stato possibile un allaccio diretto. È ovvio che l'origine di questa deroga all'accordo Snam-Confindustria, prevista per le utenze industriali, deriva dalla richiesta della Confindustria di ottenere le stesse condizioni di prezzo, a parità di quantità e modalità di prelievo, a tutte le utenze, comprese quelle insediate all'interno degli agglomerati urbani.

Snam, tuttavia, questo prezzo è diminuito di un «margine di distribuzione» che rappresenta il compenso che il distributore percepisce per lo svolgimento di questo tipo di fornitura¹⁰⁴.

L'accordo fra Snam e le associazioni dei distributori prevede una indicazione puntuale dei margini di distribuzione per le utenze in deroga con consumi annui inferiori ai 4 milioni di metri cubi, mentre stabilisce che essi debbano essere concordati di volta in volta tra Snam ed il distributore nel caso di utenze in deroga con consumi annui superiori ai 4 milioni di metri cubi.

Nel caso di utenti industriali localizzati all'interno dell'agglomerato urbano, caratterizzati da consumi di grande rilevanza, l'accordo prevede, inoltre, che il distributore effettui solamente il servizio di vettoriamento di GN dal punto di consegna allo stabilimento dell'utenza, assegnando a Snam la titolarità del contratto. L'accordo stabilisce che, in casi del genere, il compenso per il servizio di vettoriamento del distributore sia definito volta per volta sulla base degli oneri sopportati per effettuarlo.

Contrariamente alla fornitura diretta di utenze industriali che, nel caso di una impresa multi-stabilimento, prevede l'applicazione di un contratto di fornitura per ciascun sito produttivo, l'accordo tra Snam e le associazioni dei distributori contempla la possibilità che il distributore possa considerare come un'unica utenza «virtuale» tutte le utenze industriali continue, servite in deroga, facenti capo ad un unico punto di consegna e per le quali non siano stati concordati specifici livelli di sconti e di margini di distribuzione.

Questa norma consente, da un lato, al distributore di ottimizzare la fornitura di GN ad agglomerati industriali quali consorzi di piccole e medie imprese, parchi tecnologici, distretti industriali; dall'altro, di incrementare la scala delle forniture effettuate in deroga, economizzando sui costi di transazione legati all'espletamento degli obblighi amministrativo-contabili legati a questa tipologia di fornitura.

Prerequisito richiesto dall'accordo-quadro per poter realizzare una utenza virtuale è, tuttavia, che tutte le singole utenze industriali presentino da sole livelli di consumo superiori ai 200.000 metri cubi¹⁰⁵.

¹⁰⁴ Di conseguenza, nel caso di fornitura in deroga, le utenze finali pagano lo stesso prezzo che pagherebbero se fossero servite direttamente da Snam (o da SGM od Edison Gas), i distributori guadagnano sui metri cubi distribuiti il margine fisso di distribuzione e il venditore, mantenendo la fornitura anche se perdendo tale margine, risparmia sul costo necessario all'allacciamento dell'utenza stessa che, in tale ambito, rientra negli obblighi del distributore civile.

¹⁰⁵ La conclusione di un caso recentemente affrontato dall'Autorità con riferimento al mercato della fornitura industriale di GN ha introdotto elementi di indubbia novità rispetto al quadro appena descritto (proc. A/110, *Consorzio per il nucleo di industrializzazione di Campobasso-Boiano/SGM*). In quella vicenda, una società di trasporto (SGM) si era rifiutata di fornire GN ad un consorzio industriale che aveva siglato una convenzione per la gestione della propria rete di distribuzione interna con un'altra società (Molise Gestioni). L'argomento utilizzato inizialmente da SGM era che fornitura e gestione della stessa erano attività inscindibili e, pertanto, che essa avrebbe condizionato la prima all'ottenimento della seconda. Il procedimento si è concluso con il riconoscimento, da parte di SGM, del ruolo di Molise Gestioni quale «acquirente-distributore» per conto del consorzio. Ciò che rileva in questa sede è che a Molise Gestioni è stata applicata la tariffa industriale continua calcolata su di un quantitativo pari alla somma dei consumi previsti da tutte le utenze consorziate, a prescindere dal fatto che ognuna di esse superasse singolarmente i 200.000 metri cubi di consumo annuo o meno. In tal modo, si è affermato il principio di «utenza virtuale» contenuto nell'accordo quadro Snam-associazioni dei distributori. Ciò può agevolare sia la diffusione di nuove figure professionali (gli acquirenti distributori di piccole utenze industriale consorziate in rete), sia maggiori risparmi energetici per le piccole imprese (attraverso il raggiungimento di livelli tariffari che da soli non sarebbero mai stati ottenibili).

4. Il mercato regolamentato

Le utenze civili che non rientrano nelle categorie per cui, sulla base dell'accordo quadro fra Snam e le associazioni dei distributori, è prevista la fornitura in deroga, sono assoggettate alla metodologia tariffaria introdotta dal cosiddetto «Metodo CIP» (Provvedimento CIP n. 20 del 7 agosto 1975).

In questa categoria di consumatori rientrano sia le famiglie che usano il GN per la semplice cottura dei cibi e/o per il riscaldamento autonomo della propria abitazione, sia gli utenti medi come i condomini che utilizzano sistemi di riscaldamento centralizzato o le piccole industrie con consumi compresi tra i 100.000 ed i 200.000 mc/anno; sia, infine, i grandi utenti quali ad esempio, la grande distribuzione commerciale che utilizza il GN per alimentare la «catena del freddo».

A partire dal primo provvedimento CIP dell'agosto 1975, numerosi provvedimenti dell'autorità amministrativa si sono susseguiti, con cadenza per lo più annuale, al fine di aggiornare la metodologia tariffaria. L'ultimo provvedimento emanato dal CIP prima della sua abolizione è il n. 16 del 23 dicembre 1993. Successivamente, il 4 agosto 1994, il 19 novembre 1996 e, da ultimo, il 13 marzo 1997, il Ministero dell'Industria è intervenuto, con propri decreti, in tema di adeguamento tariffario. In seguito all'emanazione, nel corso della prima parte del 1997, del proprio regolamento di organizzazione e funzionamento, le competenze in materia tariffaria sono passate interamente all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (cfr. articolo 3 legge 481 del 14 novembre 1995).

4.1 La metodologia tariffaria

La metodologia tariffaria prevede che ciascuna azienda distributrice calcoli un proprio «costo standard» sulla base delle indicazioni contenute nella normativa e determini, poi, la struttura tariffaria in maniera che i ricavi medi non superino in valore tale costo standard¹⁰⁶.

Il costo standard (Cst) è dato dalla somma di due componenti: (1) la componente materia prima (Qm); (2) la componente costo di distribuzione (Cd).

$$Cst = Qm + Cd$$

Qm è pari al prezzo di cessione di GN distribuito ad utenti civili praticato da Snam alle aziende di distribuzione, diviso per un termine rappresentato dal prodotto tra il potere calorifico di riferimento del GN (9,2) ed un coefficiente (cnc), correttivo del GN non contabilizzato, che tiene conto delle differenze tra il GN immesso in rete e quello fatturato. Il decreto del Ministero dell'Industria del 19 novembre 1996 ha fissato valori del coefficiente cnc compresi tra 0,965 e 0,940 e che decrescono al crescere del numero degli utenti serviti e di una variabile K detta «consumo specifico per utente» che si ottiene dividendo il numero di calorie erogate l'anno precedente per il numero di utenti serviti al 31 dicembre dello stesso anno. K indica, pertanto, il grado di sviluppo raggiunto dal servizio gas in un determinato ambito di distribuzione.

In altri termini:

$$Qm = (Qp + IQF) / 9,2 * cnc.$$

Dall'esame della struttura di Qm emerge come qualsiasi variazione nel prezzo di cessione di Snam ai distributori si ripercuota nella determinazione del costo standard (e quindi delle tariffe civili). Si ricorda che Qp (quota proporzionale) viene aggiornata ogni bimestre in ragione della variazione del prezzo del gasolio rilevato dal Ministero dell'Industria¹⁰⁷, mentre IQF (la componente fissa del prezzo di cessione del GN da Snam ai distributori) si aggiorna una volta l'anno (ogni 1° luglio). La quota proporzionale Qp viene definita in base a scaglioni decrescenti al crescere del consumo specifico per utente K.

¹⁰⁶ Si tratta, pertanto, su grandi linee, di una regolamentazione del prezzo del tipo *cost plus*, cioè ad integrale copertura dei costi sostenuti. È ovvio che l'incentivo all'efficienza va ricercato nella possibilità che il distributore riesca nel corso di un anno a caratterizzarsi per un livello di costi effettivi inferiore ai propri costi standard indicati nella proposta tariffaria.

¹⁰⁷ Cfr. *supra* paragrafo 3.

Tale meccanismo di «sventagliamento» della quota proporzionale Q_p è finalizzato a facilitare la penetrazione di GN nelle aree in cui non si registrano di norma elevati consumi di GN. Lo sventagliamento, inoltre, svolge una funzione perequativa, in quanto fa incidere in misura minore la quota proporzionale ad utenti che, ubicati in aree contraddistinte da un valore K molto basso, sopportano una maggiore incidenza della componente costo di distribuzione sul totale del costo standard¹⁰⁸.

Il costo di distribuzione C_d è a sua volta somma di due componenti: il costo di gestione (Q_g); il costo investimento (Q_i).

Q_g comprende i costi relativi al personale, di esercizio e generali, ed è pari al suo valore nel periodo precedente maggiorato per un indicatore del tasso di inflazione (I) al netto di un coefficiente di produttività (cp), entrambi fissati dal regolatore:

$$Q_g = Q_{gprec} * (1 - (I - cp)).$$

Attualmente, sulla base del Decreto del Ministero dell'Industria del 19 novembre 1996, il termine I è pari a 0,034 e cp è pari ad un valore oscillante tra 0,25 e 3%, a seconda della quota gestione dell'esercizio precedente.

Q_i è funzione del prodotto di una serie di termini divisi per la variabile K . A determinare il numeratore di questo rapporto concorrono: un termine i (fissato su valori compresi tra 0,09 e 0,086) che tiene conto del tasso di deperimento del capitale investito; un termine I denominato investimento standard (fissato dall'ultimo provvedimento di adeguamento in 1.040.000 lire\utente\anno per $K \leq 9.000$ Mcal\utente\anno oppure in 1.260.000 lire\utente\anno per $K > 9.000$ Mcal\utente\anno); un termine A che tiene conto degli investimenti realizzati nell'ultimo triennio¹⁰⁹.

Una volta definiti Q_m e C_d , il distributore, sommando tali componenti, ottiene il proprio costo standard (C_{st}). C_{st} individua il prezzo medio di ricavo in lire\Mcal ottenibile del distributore.

Una indicazione media del peso, al netto delle imposte, delle varie componenti sul costo standard dei distributori civili di GN è contenuta nella tabella 17.

Tabella 17. Peso medio delle componenti sul costo standard dei distributori nel 1996

Componente	Lire/mc	%
Materia prima e perdite di rete (Q_m)	320	64
Costi di distribuzione (C_d)		
– gestione (Q_g)	100	20
– oneri di capitale (Q_i)	81	16
Totale costo standard (C_{st})	501	100

Fonte: De Paoli (1997).

Il 64% del costo standard è dunque addebitabile alla voce materia prima. Al riguardo si ricorda che tale componente è quasi interamente determinata dal prezzo del GN praticato da Snam ai distributori.

In altri termini, la protezione accordata agli utenti vincolati dalla metodologia tariffaria, finalizzata ad impedire che sul prezzo del GN pagato per uso domestico si eserciti un indebito potere di monopolio da parte del

¹⁰⁸ L'introduzione dello sventagliamento del prezzo di cessione di Snam alle aziende distributrici è contenuta nel provvedimento CIP 17/80, successivamente modificato, con l'ampliamento degli scaglioni di prezzi calcolati sul valore di K , dal provvedimento CIP 17/83 e successivi. Il decreto del Ministero dell'industria del 19 novembre 1996 ha rimodificato gli scaglioni dei valori di K , distinguendo tra «fino a 4000», «10.000», «da e oltre 16.000», con l'utilizzo del metodo dell'interpolazione lineare per i valori intermedi.

¹⁰⁹ Il fatto che gran parte degli investimenti dei distributori (in particolare nelle zone a più antica penetrazione del GN) siano già stati ammortizzati, indica come vi sia la necessità di rivedere questo meccanismo di determinazione del costo relativo all'investimento Q_i , che tiene conto dell'insieme degli investimenti realizzati in un triennio.

distributore esclusivo, non impedisce che quello stesso prezzo venga influenzato dal potere di monopolio di fatto esercitato da Snam nella fase a monte di distribuzione primaria, in cui vende GN alle aziende di distribuzione.

Il massimo ricavo del distributore si deve ripartire tra le varie tipologie tariffarie previste. Attualmente, a seguito del Decreto del Ministero dell'Industria dell'agosto 1994, esistono quattro tipologie di tariffe civili che si differenziano in relazione all'utilizzo di GN:

- (1) la T1, relativa all'utilizzo per la cottura dei cibi e la produzione di acqua calda;
- (2) la T2, relativa all'utilizzo per riscaldamento autonomo;
- (3) la T3, relativa all'utilizzo per il riscaldamento centralizzato e per altri usi di tipo terziario¹¹⁰;
- (4) la T4, relativa all'utilizzo nella piccola industria e nell'artigianato¹¹¹.

Per definire la tariffa il distributore individua in via preliminare una quota fissa, attualmente pari a 3.000 lire al mese per la T1; 5.000 lire al mese per la T2 e 4,5 Lire/Mcal per la T3 e la T4. Sottraendo tale cifra fissa al costo standard si ottiene un prezzo residuo sul quale il distributore può modulare i vari livelli tariffari sulla base della ripartizione percentuale per tariffa delle vendite consuntivate l'anno precedente.

Maggiore sarà il peso percentuale degli utenti a cui si applica una tipologia tariffaria sul totale, più alto sarà il suo peso, a parità di tariffa, sul totale del prezzo residuo del distributore¹¹².

L'attuale metodologia tariffaria stabilisce in via preventiva solamente i valori della tariffa T1 e della T4, mentre i valori della T2 e dei vari scaglioni della T3 sono stabiliti autonomamente - e sempre in ordine decrescente - dal distributore, purché si rispetti il vincolo stabilito dell'uguaglianza tra la somma della quota fissa e di quella variabile con i ricavi massimi ottenibili (pari al costo standard)¹¹³.

Sulla base dell'attuale metodologia una azienda di distribuzione pluriconcessionaria potrebbe, in teoria, praticare tariffe diverse per lo stesso tipo di GN nell'ambito di ognuna delle concessioni di cui è titolare.

Al fine di omogeneizzare il più possibile le condizioni di vendita in aree che presentano caratteristiche strutturali e di consumo simili, il Provvedimento CIP n.16 del 23 dicembre 1993 ha previsto che si potrà, *«nel caso in cui la stessa azienda [...] serva più comuni ubicati nella stessa regione [...], procedere al calcolo di un unico costo standard, nonché di un'unica proposta tariffaria afferente al complesso dei consumi interessati (bacino tariffario)»*.

Un bacino tariffario costituisce, pertanto, la più piccola area con condizioni tariffarie omogenee sulla quale opera un unico distributore. I distributori di piccole dimensioni, titolari di poche concessioni spesso relative a Comuni limitrofi o comunque situati nella stessa provincia, presentano quindi un unico bacino tariffario, mentre i grossi distributori, presenti su tutto il territorio, od in parecchie regioni, segmentano la propria clientela in numerosi bacini tariffari.

¹¹⁰ La tariffa T3 prevede vari sottoscaglioni in relazione al consumo medio annuo. Tali scaglioni si differenziano a seconda dei distributori: ad esempio, alcune società di distribuzione possono prevedere due soli scaglioni, mentre altre ne contemplano fino a cinque, che interessano consumi inferiori a 20.000 metri cubi annui, sino a consumi superiori ai 300.000 metri cubi annui (gran terziario).

¹¹¹ La T4 è stata istituita dal Decreto del Ministero dell'Industria dell'agosto 1994. Questa tariffa si applica alla piccola utenza industriale ed artigiana con consumi compresi tra 100.000 e 200.000 metri cubi annui ed è costruita sulla base delle condizioni contenute nel contratto Snam-Confindustria-Confapi per la fornitura industriale di GN. I due scaglioni si riferiscono alla tariffa da applicare ai primi 100.000 metri cubi ed a quella relativa ai successivi 100.000. Per consumi superiori ai 200.000 metri cubi è consentito derogare alla metodologia tariffaria ed applicare direttamente, da parte del distributore, gli accordi Snam-Confindustria-Confapi.

¹¹² Per una descrizione dettagliata di come possa funzionare il meccanismo di determinazione della struttura tariffaria si veda l'appendice A.4.

¹¹³ Cfr. la terza colonna della tabella A.3 dell'appendice A.4.

4.2 Aspetti critici dell'attuale metodo

4.2.1 Mancanza di una tariffa unica

A differenza delle vendite di GN per usi industriali (e di quanto accade nel caso di altri servizi di pubblica utilità: ad es. la distribuzione di energia elettrica), non esiste una tariffa unica nazionale relativa al GN consumato dagli utilizzatori assoggettati a metodologia tariffaria. Le tariffe si differenziano sia *tra* i diversi distributori che operano in ambiti differenti, sia *all'interno* dello stesso ambito territoriale in cui si esercita la distribuzione.

Nel primo caso, elementi quali il clima (che influenza la variabile K), l'orografia e la minore o maggiore difficoltà nel realizzare gli investimenti necessari per distribuire il GN influenzano il termine Qi.

Il consumo specifico per utente K, inoltre, si riflette anche sulla componente materia prima (Qm), attraverso l'effetto di «svantagliamento», sulla quota proporzionale del prezzo pagato a Snam dai distributori.

L'efficienza nella gestione delle voci di costo relative al personale ed alle spese generali influenza la componente Qg. Rispetto a quest'ultimo termine, inoltre, il principio di integrale copertura dei costi di gestione, incrementati per un indicatore della variazione dei prezzi (seppur diminuito di un indicatore di produttività *cp*), è in grado di riflettere nella determinazione del costo standard (e pertanto nel ricavo medio ottenibile) qualsiasi inefficienza di una impresa che opera in regime di monopolio legale.

La possibilità di differenziare le varie tariffe praticate dallo stesso distributore in diversi ambiti territoriali (naturalmente all'interno dello stesso bacino la proposta tariffaria per definizione è unica, per cui tale evenienza è possibile solamente per i distributori pluribacino) potrebbe consentire forme di sovvenzionamento incrociato tra diverse tipologie di utenza, anche in relazione alla possibile sostituibilità del GN rispetto ad altre fonti energetiche.

In altri termini, in Comuni o bacini tariffari dove predomina il riscaldamento autonomo, sulla base dell'attuale metodologia tariffaria il distributore potrebbe stabilire di tenere bassa la tariffa T2, a svantaggio dei consumatori cui si applica la tariffa T3, in modo da fare concorrenza al GPL (principale sostituto del GN per il riscaldamento autonomo)¹¹⁴.

Forme di discriminazione tra tipologie di consumatori sono rese possibili anche dal meccanismo che prevede la determinazione del valore delle tariffe sulla base del peso percentuale di una particolare tipologia tariffaria sul totale degli utenti, ipotizzando che le classi che pesano di più sono quelle che manifestano una bassa elasticità alle variazioni del prezzo finale, una volta scelto il GN quale mezzo di riscaldamento.

Infine, sempre con riferimento alla differenziazione tra diverse tipologie di consumatori, possibili discriminazioni interessano utenze che presentano livelli equivalenti di consumo. Si consideri, ad esempio, un ipermercato che utilizzi il GN per far funzionare la «catena del freddo» e che, nonostante consumi più di 200.000 metri cubi all'anno, non essendo classificata come utenza industriale, non accede né alla deroga (cioè alla più conveniente tariffa Snam/Confindustria), né alla T4, dovendo, invece, pagare la più alta tariffa T3.

4.2.2 Elevata dipendenza delle tariffe dalle variazioni della materia prima

La metodologia tariffaria consente ai distributori di recepire integralmente nel proprio costo standard qualsiasi variazione intervenuta nel costo sostenuto per acquistare il GN da Snam.

Ogni bimestre, pertanto, l'adeguamento della quota variabile del prezzo stabilito in base agli accordi Snam-Anci-Federgasacqua-Anig-Assogas si ripercuote sulle tariffe civili; mentre ogni 1° luglio viene adeguato il termine fisso IQF pagato dai distributori a Snam.

¹¹⁴ O viceversa, nel caso in cui il distributore operi in un Comune dove predomini la tipologia di riscaldamento centralizzato, dove il GN è in diretta concorrenza con il gasolio.

Oltre ai già ricordati aspetti legati alla incapacità dell'attuale metodo di proteggere gli utenti civili finali dal potere di mercato di Snam, gli elementi più critici in relazione a tale automatico meccanismo di adeguamento delle variazioni del costo della materia prima sono due:

(1) la più volte ricordata scarsa trasparenza che contraddistingue il costo d'approvvigionamento di GN sopportato da Snam, con riferimento sia alle importazioni (a causa della riservatezza statistica applicata dall'Istat su questa variabile), sia al GN di produzione nazionale;

(2) l'indicizzazione al gasolio da riscaldamento della variazione della quota proporzionale Q_p del prezzo del GN pagato dai distributori. Adeguare il prezzo del GN a quello di alcuni derivati del petrolio (sulla base di un principio di *interfuel competition*), come si è visto nei paragrafi precedenti, è una prassi comune sia per le forniture industriali che per quelle termoelettriche e civili. Essa è, tra l'altro, seguita anche in molti altri paesi. In assenza delle possibilità normative e strutturali per l'instaurarsi di una fattiva competizione *gas to gas*, tale prassi rappresenta, tuttavia, una soluzione di *second best*.

L'indicizzazione al gasolio da riscaldamento del costo del gas utilizzato ad usi domestici, presenta, tuttavia, alcune peculiarità. Da un lato, Eni, che detiene posizioni prevalenti su entrambi i mercati, può mettere in atto politiche commerciali in grado di influenzare l'offerta di gasolio, con effetti diretti sul prezzo del GN¹¹⁵; dall'altro, non viene minimizzato l'effetto derivante dall'analoga «stagionalità» che caratterizza GN e gasolio.

Da un punto di vista quantitativo, inoltre, il criterio di agganciamento del prezzo del GN al gasolio si giustificava maggiormente quando, negli anni '70, l'impiego di GN per riscaldamento era residuale rispetto al gasolio. Attualmente le proporzioni nei consumi dei due combustibili sono tali (75% metano, 25% combustibili liquidi) per cui tale relazione non è più giustificata.

L'automatico adeguamento degli incrementi della quota materia prima determina, inoltre, come si è visto una sostanziale indifferenza del distributore alle variazioni del prezzo praticato da Snam ed impedisce che, soprattutto in sede di rinnovo degli accordi Snam-Anci-Federgasacqua-Anig-Assogas, si creino posizioni di conflitto di interesse tra venditore monopolista e compratori, tali da potere ripercuotersi in termini di minori costi a vantaggio dei consumatori civili finali¹¹⁶.

Simile indifferenza dei distributori nei confronti degli eventuali aumenti di prezzo del GN imposti da Snam è anche ascrivibile all'elevato «scudo fiscale» che protegge il GN dagli altri combustibili da riscaldamento ed elimina nei fatti la possibilità di una efficace *interfuel competition*¹¹⁷.

5. Tariffe di vettoriamento

Le condizioni di vettoriamento del GN di produzione nazionale, attraverso la rete di trasporto ad alta pressione, attualmente vigenti sono quelle contenute nel testo dell'accordo sottoscritto il 22 dicembre 1994 tra Snam (in rappresentanza dei trasportatori), Unione Petrolifera ed Assomineraria (in rappresentanza dei produttori).¹¹⁸

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 12 della legge 9/91, le Condizioni Generali di tale accordo prevedono che il GN vettoriato sia utilizzabile «presso centrali Enel, presso utenze industriali del Gruppo della

¹¹⁵ Al proposito di ricorda che, a partire dal maggio 1994, il prezzo del gasolio è stato completamente liberalizzato.

¹¹⁶ Il potenziale peso contrattuale della categoria dei distributori è rinvenibile nel fatto che, nel 1996, la domanda di GN dei distributori per usi civili era pari a circa 24,1 miliardi di metri cubi, pari ad oltre il 40% dell'intero consumo nazionale di GN.

¹¹⁷ Cfr. il capitolo 2.

¹¹⁸ Sia Assomineraria sia Unione Petrolifera hanno formalmente chiesto una revisione di tale accordo in considerazione «dei recenti sviluppi del quadro della normativa europea in materia di vettoriamento che stanno significativamente modificando lo scenario di riferimento comunitario; della dinamica del costo di vettoriamento registrata a partire dall'entrata in vigore dell'accordo; della consapevolezza dei propri associati che le condizioni normative dell'accordo non corrispondono più allo spirito de mercato del gas naturale che ne avevano dettato la compilazione e la successiva sottoscrizione» (Cfr. lettera di Assomineraria a Snam del 26 giugno 1997). Snam, con lettera del 27 agosto 1997, ha risposto affermando l'insussistenza di circostanze atte a determinare la revisione dell'accordo del dicembre 1994. Ciò, sulla base del fatto che non risulta al momento essere intervenuto alcun mutamento normativo a livello comunitario (la direttiva sul mercato unico del gas è ancora in discussione) e che il riferimento alla dinamica del costo di vettoriamento è eccessivamente generico per giustificare un intervento di revisione.

società produttrice (intendendosi incluse nel Gruppo: la società produttrice, le sue controllate, la sua controllante e le società controllate da quest'ultima).

Inoltre il vettoriamento è ammesso, con riferimento alla rete di proprietà della società SGM, ai «produttori azionisti della stessa» (Edison Gas, Elf Italiana, Fina, Petrex), nonché «per la produzione di energia elettrica per cessione all'Enel» (ai sensi degli articoli 20 e 22 della legge 9/91).

Una deroga agli usi consentiti ex articolo 12 della legge 9/91 è intervenuta a seguito dell'*addendum* all'accordo del 13 dicembre 1995. In quella sede si è stabilito tra le parti sottoscriventi che *«qualora sopravvenga una modifica del controllo di una società produttrice, tale da farla uscire dal gruppo di appartenenza originario, [...] la stessa avrà diritto di continuare ad usufruire del servizio di vettoriamento alle utenze industriali previste nel piano quinquennale vigente al momento della modifica del controllo»*.

Tale *addendum* trae origine dalla cessione delle attività minerarie, precedentemente riunite nella società Fiat RiMi spa, da parte del gruppo Fiat a British Gas Plc. La nuova società British Gas RiMi Spa può così continuare a farsi vettoriare da Snam ed SGM il GN estratto nei suoi giacimenti, destinato agli stabilimenti Fiat.

Al pari degli accordi sottoscritti da Snam con le associazioni degli utilizzatori, le condizioni di vettoriamento stabilite dall'accordo sottoscritto da Snam con Unione Petrolifera ed Assomineraria sono applicate anche dagli altri operatori che detengono una rete ad alta pressione (SGM e Edison Gas).

Al riguardo, un produttore nazionale di GN ha rilevato come non si riscontrino sostanziali differenze nelle condizioni di vettoriamento riconosciute da Snam e da SGM. La minore portata dei gasdotti di SGM rispetto a quelli di Snam (a causa del loro minore diametro) comporterebbe, tuttavia, a parità di distanza e pur in applicazione delle stesse condizioni, costi di vettoriamento maggiori¹¹⁹.

La tariffa di vettoriamento stabilita dall'accordo del 1994 è correlata alla distanza di trasporto sulla base dell'individuazione di una «percorso minimo di gasdotto» che il GN dovrebbe effettuare tra i due punti di consegna e di riconsegna. Il sistema che vigeva in precedenza prevedeva, invece, il pagamento di un corrispettivo fisso forfetario al metro cubo.

A giudizio di un produttore nazionale che si avvale dei servizi di vettoriamento, il vecchio metodo consentiva a Snam di riconoscere il vettoriamento solo per le utenze che non considerava sufficientemente vantaggiose (al più basso prezzo) per rifornirle direttamente, mentre l'attuale metodo, dal momento che la tariffa di vettoriamento è stata agganciata ad un parametro oggettivo (la distanza chilometrica da percorrere), permette ai produttori di GN di farsi vettoriare il GN dovunque vogliano, salvo, ovviamente, pagare il corrispettivo.

Da questo punto di vista eventuali discriminazioni ed abusi in merito alle condizioni di vettoriamento possono esclusivamente derivare da un valore estremamente gravoso dei costi stabiliti in sede contrattuale¹²⁰.

L'Enel è l'unico soggetto privato ad aver sottoscritto, nel settembre 1993, con Snam uno specifico accordo di vettoriamento di GN acquistato da fornitori esteri. L'accordo prevede il vettoriamento tramite la rete Snam di un quantitativo di 4 miliardi di metri cubi annui di gas acquistati da Enel stessa direttamente da Sonatrach (l'ente produttore algerino).

¹¹⁹ Tale circostanza ha determinato spesso la necessità, da parte dei produttori di GN, di negoziare con SGM per ottenere uno sconto nelle tariffe al fine di omogeneizzare i costi con quelli offerti da Snam.

¹²⁰ La menzione, nella lettera di Assomineraria ed Unione Petrolifera a Snam del 26 giugno 1997, della dinamica del costo di vettoriamento come concausa per la richiesta di revisione farebbe pensare ad una eccessiva gravosità di tale costo. Per una descrizione del metodo seguito per la determinazione delle tariffe di vettoriamento si veda l'appendice A.5.

APPENDICE AL CAPITOLO 3**A.1 Struttura della tariffe industriali continue***Tariffa binomia*

All'abbonamento di 500.000 Lit/utente/mese si somma un termine fisso che viene pagato dall'utenza anche in caso di consumo pari a zero e che indica il costo sul capitale e per l'esercizio degli impianti sopportato dal distributore per mettere a disposizione dell'utenza la portata di GN decisa al momento di siglare il contratto.

Tale impegno, fissato in metri cubi giornalieri, può essere modificato, in aumento o in diminuzione, previo accordo tra distributore ed utente, in occasione del rinnovo del contratto di fornitura. L'ammontare della quota fissa di impegno è pari, nel caso di alta utilizzazione a:

$$F = Ca * I$$

e nel caso di bassa utilizzazione a:

$$F = Cb * I \quad \text{con} \quad Cb = 1/3 Ca$$

dove I è l'impegno in metri cubi giornalieri, e Ca e Cb rappresentano, per i due tipi di tariffe, i valori del corrispettivo di impegno espresso in lire. Tali valori vengono aggiornati semestralmente (gennaio e luglio) in base ad una media ponderata dell'andamento delle retribuzioni orarie contrattuali degli operai ed impiegati e dei prezzi praticati dai grossisti dei prodotti non agricoli (numeri indici ISTAT).

Il termine proporzionale, funzione dei metri cubi di gas prelevati nel mese in base ad una formula che prevede nove scaglioni decrescenti al crescere delle quantità consumate, è pari a:

$$TP = \sum_i (Bi * Vi)$$

con Vi pari al volume di gas prelevato nel mese e Bi al corrispettivo unitario per scaglione di prelievo.

Il termine Bi, nel caso di alta utilizzazione, si ottiene dalla formula:

$$Bi = 0,845 * (IPi + K)$$

dove

$$IPi = gi * G + Bi BTZ + Ai ATZ$$

è la media aritmetica delle quotazioni medie del gasolio, del BTZ e dell'ATZ "cif Med basis Italy" e "barges fob Rotterdam", mentre K è, invece, la componente non energetica della quota proporzionale, attualmente fissata nella misura di 52 Lit/Kg.

Nei casi di bassa utilizzazione il termine proporzionale Bbi è pari a

$$BBi = Bi + 60,665$$

I termini proporzionali, suddivisi per scaglioni, assumevano i seguenti valori nel febbraio 1997:

Tab. A.1

Scaglioni di prelievo (Milioni di mc)	Alta utilizzazione (lit/mc) Bi	Bassa utilizzazione (Lit/mc) BBi
fino 0,1	266,9	327,5
0,1-0,3	246,6	307,3
0,3-0,5	238,5	299,2
0,5-0,7	233,1	293,7
0,7 - 1	227,1	287,8
1 - 2	222,3	283,0
2 - 3	217,1	277,8
3 - 4	214,7	275,4
oltre 4	209,6	270,2

Fonte: Staffetta petrolifera

Struttura della tariffa monomia

Al termine di abbonamento pari a 500.000 Lit/ut/mese si somma un termine proporzionale pari a:

$$T = 0,94 P + 0,082192 Cb \text{ (lit/mc)}$$

dove

$P = Bm + 0,131508 Cb$, con Cb pari al valore del corrispettivo di impegno relativo alla tariffa binomia bassa utilizzazione e

$$Bm = 0,845 (0,90 (G + 0,10 BTA + K) \text{ con } K = 52$$

Il valore di T per il mese di febbraio 1997 era di 367. 798 lire al metro cubo. A tale valore vanno aggiunte le tasse per individuare il prezzo lordo.

A.2 Struttura della tariffe industriali interrompibili

La tariffa monomia è data dalla seguente formula:

$$P = 0,875 * (121,124 * IM + M - I * T - Sloc) * (1 + \text{prime rate}/1200)$$

con

$$IM = 0,8 * (ATZcif/106,780) + 0,2 * (ATZest/110,994)$$

$M = 110$, $I = 8,8$ e T che varia tra 0 e 3 a seconda delle settimane di interrompibilità decise dal contratto. $Sloc$ è un termine di riduzione del prezzo, funzione della localizzazione dell'impianto dell'utenza, che varia da un valore di 12 Lit/Kg ad un valore 0.

Al fine di computare il valore della riduzione da praticare al prezzo finale, nelle condizioni tariffarie dei contratti per forniture interrompibili sono state individuate delle aree collegate ai capoluoghi di provincia¹²¹.

¹²¹ Il valore massimo dello sconto (12 Lit/Kg) è applicato alle utenze situate nelle provincie di Ancona, Caserta, Catania, Livorno, Napoli, Palermo, Pisa, Ravenna, Siracusa; altre provincie hanno un valore di 8 Lit/Kg; altre ancora di 4 Lit/Kg; altre, infine, non hanno nessuna riduzione.

Tale riduzione è mirata alla eliminazione della concorrenza che l'ATZ può esercitare nei confronti del GN. La scala delle riduzione da applicare al prezzo finale è, infatti, inversamente legata alla distanza esistente tra il territorio di ogni provincia e la più vicina raffineria¹²².

Tenuto conto che il prezzo finale franco destino dell'ATZ è direttamente influenzato dalla distanza tra l'utenza e la raffineria da cui proviene, le aree al cui interno la riduzione sul prezzo finale del gas interrompibile è massima sono quelle per cui è minima l'incidenza dei costi di trasporto dell'ATZ sul prezzo finale.

A.3 Struttura del prezzo pagato dai distributori a Snam

Il prezzo unitario al metro cubo pagato dai distributori a Snam per il GN distribuito agli utenti finali è pari a

$$P_m = IQF + QP.$$

La componente fissa IQF è pari a

$$(QF \cdot 12) / 8760 \cdot cu$$

con QF= corrispettivo base pari a 8.610 Lit/mese*mc/ora nel 1990/1991 e cu = coefficiente di utilizzazione forfetario pari a 0,27.

La componente variabile Qp, come previsto nel Decreto del Ministero dell'Industria del 4 agosto 1994, è fissata in funzione del parametro K (consumo specifico in Mcal\utente\anno così come definito nella metodologia tariffaria per le utenze civili) sulla base di un livello iniziale riferito al prezzo del gasolio rilevato del Ministero dell'Industria e segnalato all'Unione Europea in osservanza alle norme di trasparenza dei prezzi e pari a 431,9 lire/kg.

L'aggiornamento bimensile di QP si ha per ogni variazione (positiva o negativa) di tale prezzo superiore alle 11 lire al kg in misura di 0,54 lire al mc di GN per ogni lira al kg di variazione del prezzo del gasolio.

A.4 Determinazione della struttura tariffaria civile

Si immagini che un distributore calcoli il proprio costo standard sulla base della relazione:

$$Cst = Q_m + C_d$$

ed ottenga un valore pari a 78,5 lire/Mcal.

Il distributore dovrà calcolare l'incidenza delle quote fisse sulle varie tipologie tariffarie secondo il criterio mostrato nella tabella A.2:

Tab. A.2: Componente ricavi medi in lire\Mcal da quota fissa

Tipo utenza	% utenti (1)	quota fissa annua in Lire(2)	(3) consumo specifico annuo K	componente quota fissa (1)X(2)/(3)
T1	20	36.000	K = 5.400	L/Mcal 3.9
T2	45	60.000	K = 5.400	L/Mcal 14.6
T3 e T4	35	4,5		L/Mcal 1,6
Totale parte fissa				L/Mcal 20.1

¹²² Tutte le province per le quali è prevista la riduzione massima sul prezzo finale del gas, infatti, ospitano una raffineria all'interno del loro territorio nelle immediate vicinanze

Le 20,1 Lire/Mcal relative alla componente fissa andranno sottratte alle 78,5 lire del Costo Standard per ottenere 58,4 Lire/Mcal di quota variabile che si dovrà spalmare sulle varie tariffe (si ricorda che la T1 e la T4 sono stabilite dal provvedimento amministrativo) sulla base del criterio mostrato in tabella A.3:

Tab. A.3: Componente ricavi in Lire\Mcal da quota variabile

Tipo utenza	% sulle vendite (1)	Tariffa L/Mcl (2)	Quota var. L/Mcal (1)*(2)
T1	20	65	13
T2	45	62	27,9
1 scaglione T3	10	62	6,2
2 scaglione T3	5	60	3
3 scaglione T3	5	53	2,6
1 scaglione T4	10	39	3,9
2 scaglione T4	5	36	1,8
Totale parte variabile			58,4

A.5 Le tariffe di vettoriamiento

La tariffa stabilita dall'accordo Snam-Unione Petrolifera-Assomineraria si determina sulla base delle caratteristiche di diametro della rete di trasporto. Tale parametro influenza anche la pressione d'esercizio.

Indicando con Tf un termine fisso rappresentativo degli oneri di vettoriamiento sopportati dal trasportatore indipendentemente dall'estensione delle rete e con Tv un costo direttamente proporzionale alla distanza del trasporto, l'accordo prevede le seguenti grandezze:

Tab. A.4: Determinazione delle componenti fisse e variabili del costo di vettoriamiento

Fasce di diametro	Tf (Lit/Smc)	Tv Lit/(Smc*km)
32" < D <= 48"	8,5	0,049
18" < D <= 32"	8,5	0,093
12" < D < 18"	8,5	0,167
D <= 12"	8,5	0,382

Individuato per ogni coppia di punti di consegna e di riconsegna il «percorso minimo di gasdotto», la tariffa verrà stabilita, utilizzando i parametri della tabella, con la seguente formula:

$$T_o = T_f + \left(\sum_i (T_v * L_i) \right)$$

dove Li rappresenta la distanza percorsa in Km sulla fascia di diametro iesima, imputando al 50% eventuali tratti in controcorrente.

Dalla formula emerge che, ipotizzando un vettoriamiento di 10 Km su di un gasdotto compreso nella fascia di diametro superiore, il costo per il servizio sarà di 8,9 Lire al Smc (con Smc pari ai metri cubi di GN riferiti alla pressione assoluta di 1,0133 bar ed alla temperatura di 288,15 K). Tale valore sale a 12,32 Lit/Smc nel caso in cui i 10 Km sono relativi a condotte di diametro inferiore ai 12"; mentre assume valori compresi tra i due estremi nei casi intermedi. Il valore To viene aggiornato sulla base di una formula di perequazione pari a :

$$T = T_o * (0,25 SO / (SO)_o + 0,75 I / I_o)$$

con SO pari all'indice del costo del lavoro relativo al mese precedente la data di ciascuna determinazione di T; (SO) o pari al valore di SO al mese di dicembre 1993; I pari all'indice dei prezzi praticati dai grossisti relativo al mese precedente la data di ciascuna determinazione di T, Io pari a I al mese di dicembre 1993.

CAPITOLO 4. IL PROCESSO DI CREAZIONE DEL MERCATO INTERNO ALL'UNIONE EUROPEA DEL GAS NATURALE

1. I diversi assetti dell'industria del gas naturale nei principali paesi dell'Unione Europea

1.1 Sviluppo dei mercati

Lo sviluppo del mercato del GN nei vari paesi dell'Unione Europea si presenta assai differenziato. Ciò risponde, principalmente, alla diversa consistenza delle riserve ed alla composizione delle risorse naturali energetiche nelle singole realtà nazionali¹²³.

Un indicatore sintetico del grado di sviluppo dei consumi di GN nei vari mercati europei è rappresentato dalla quota dei consumi di GN sul totale delle fonti di energia primaria impiegata. Sotto questo profilo, il mercato europeo più maturo è quello olandese, dove la quota di gas copre il 46% del consumo primario di energia.

Gli altri paesi che più hanno sviluppato tale risorsa energetica sono il Regno Unito (30%) e l'Italia (26%)¹²⁴. In Francia il ruolo del GN è stato contenuto (13%) dallo sviluppo delle centrali nucleari, mentre in Germania (20%) la presenza di importanti miniere di carbone ha rappresentato per un lungo periodo un elemento di freno all'utilizzo di GN. La Spagna (7%) presenta ancora le caratteristiche di un mercato emergente (cfr. tabella 18)¹²⁵.

Tabella 18. Incidenza del GN sul totale della energia primaria

Incidenza percentuale del gas sul totale nazionale di energia primaria	
Olanda	46%
UK	30%
Italia	26%
Germania	20%
Francia	13%
Spagna	7%
EU	20%

Fonte: Eurogas 1995.

Olanda, UK ed Italia (in ordine decrescente) sono i principali produttori comunitari di GN. Il maggior produttore europeo, la Norvegia, non appartiene all'Unione Europea.

La successiva tabella 19 riporta, per i principali paesi europei, la bilancia commerciale del GN. Solamente Olanda e Regno Unito sono autosufficienti per il proprio fabbisogno di GN. Tutti gli altri paesi, soddisfano in media oltre la metà del proprio approvvigionamento attraverso le importazioni.

¹²³ È evidente che l'industria del GN è nata prima ed ha ricevuto maggiori incentivi allo sviluppo in quei paesi maggiormente dotati di risorse proprie.

¹²⁴ Inghilterra ed Italia sono i due più grandi consumatori di GN europei. Da soli soddisfano il 52% della domanda comunitaria di GN (dati Eurostat).

¹²⁵ Nella terminologia della Commissione per mercato emergente si intende quello in cui la prima attività di sfruttamento commerciale di gas acquistato a mezzo di contratti di lunga durata risale a non più di dieci anni fa.

Tabella 19. Gas naturale: bilancia commerciale dei principali paesi dell'Unione Europea nel 1995

(miliardi di metri cubi)

	Import	Export	Produzione	Consumo	Quota della produzione sul consumo
Regno Unito	1,9	1	73,2	76,9	95,19%
Germania	71,3	3,5	23,2	91,5	25,36%
Francia	35,1	0	3,4	38,3	8,88%
Olanda	3	40,8	82,1	43,9	>100%
Spagna	8,4	0	0,6	9	6,67%
Italia	34,8	0	19,9	54,7	36,38%

Fonte: ABN-AMRO, Hoare Govett, European Gas Deregulation, 1996.

Tutti i paesi europei importatori acquistano la maggior parte del GN da paesi che non appartengono alla Unione Europea (Norvegia, Russia, Algeria per quanto riguarda il GN veicolato attraverso gasdotti; Nigeria, Venezuela ed Indonesia nel caso del GNL).

L'Olanda è l'unico paese dell'Unione Europea che riveste un importante ruolo sul piano delle esportazioni¹²⁶. Il Regno Unito, attualmente autosufficiente, non appena sarà completata la pipeline sottomarina «Interconnector», inizierà ad esportare quantitativi notevoli di GN sul continente europeo. Il progetto Interconnector, avviato nel 1994, riguarda la realizzazione di un gasdotto di 238 km di lunghezza con una capacità di trasporto, dal Regno Unito verso l'Europa, pari a 20 miliardi di metri cubi annui; e dall'Europa verso il Regno Unito pari a 11 miliardi¹²⁷. Alla luce del fatto che i costi di estrazione del GN inglese del Mare del Nord tenderanno progressivamente ad aumentare nel tempo, man mano che si dovranno sfruttare giacimenti più profondi e più lontani dalla costa, il Regno Unito nel medio termine potrà divenire un importatore netto di GN.

1.2 Struttura dell'offerta ed assetto regolamentativo

Come si è avuto modo di argomentare nel primo capitolo, in particolare modo nei paesi che soddisfano il proprio fabbisogno di GN mediante importazioni provenienti da paesi che non sono membri dell'Unione Europea, le condizioni tecniche che caratterizzano alcune delle fasi in cui si articola la filiera gasiera hanno favorito l'attività di imprese verticalmente integrate in posizione di monopolio, legale o di fatto.

1.2.1 Regno Unito

Il paese europeo che ha intrapreso nell'ultimo decennio il più intenso processo di liberalizzazione e deverticalizzazione dell'industria del gas nelle fasi a valle della trasmissione e distribuzione finale è, senza dubbio, il Regno Unito che, rispetto alla media dei paesi europei, si caratterizza per la presenza di quantità notevolissime di risorse interne e di una pluralità di operatori nella fase upstream della produzione.

¹²⁶ Essendo dotata di una capacità di stoccaggio (in particolare presso il terminale di Groningen) largamente eccedente le necessità interne, l'Olanda si presenta sui mercati internazionali come un venditore globale sia di gas, sia di servizi di modulazione e stoccaggio. Al riguardo, ancorché i contratti conclusi con l'Olanda possano presentare livelli di prezzo più alti rispetto a quelli di altri produttori, la loro convenienza risiede nella flessibilità all'approvvigionamento, con un'ampia facoltà di modulare i flussi giornalieri richiesti.

¹²⁷ La costruzione di Interconnector è assicurata da una società cui partecipano British Gas nella misura del 40%, BP, Conoco, Elf e Gazprom con il 10%, Amerada Hess, Distrigaz, National Power e Ruhrgas con il 5%. Dopo l'approvazione della Direttiva europea sul mercato interno del gas, tale gasdotto, pur coprendo solo il 6% della attuale domanda europea di gas naturale, secondo le aspettative degli operatori potrebbe svolgere un ruolo rilevante nel calmierare i prezzi sul mercato attraverso l'immissione sul sistema interconnesso di reti europee di un rilevante quantitativo *spot* di GN del Mare del Nord. Ovviamente, oltretutto tramite contratti *spot*, Interconnector sarà accessibile anche mediante contratti di fornitura di lungo periodo. Il principale interesse di Interconnector è, tuttavia, rappresentato dal fatto che si tratta della prima infrastruttura di trasporto internazionale «non dedicata» ad un particolare contratto di importazione.

Sin dal 1982 vige sul territorio del Regno Unito il principio dell'accesso ai terzi alle reti esistenti (ATR). La presenza di una pluralità di produttori di GN nei campi offshore sul mare del Nord in grado di offrire un quantitativo di GN sufficiente a coprire l'intera domanda nazionale ha sicuramente facilitato l'introduzione anticipata dell'ATR. Nonostante ciò, sino al 1986 l'industria gasiera si configurava come un monopolio pubblico verticalmente integrato. Il Gas Act del 1986 ha promosso la privatizzazione dell'impresa pubblica monopolistica (creando British Gas Plc) e l'apertura alla concorrenza della fascia alta del mercato (utenze industriali e termoelettriche con consumi assai ingenti ed utenze interrompibili). Inoltre, è stato imposto al nuovo monopolista privato British Gas un regime di separazione contabile tra le attività di acquisto e trasporto del GN e quelle relative alla commercializzazione agli utilizzatori finali. È stata, infine, istituita una apposita agenzia di regolamentazione di settore (Ofgas). Poteri di intervento coordinati con quelli di Ofgas sono stati affidati anche alle due agenzie di controllo della concorrenza britanniche: Office of Fair Trading (OFT) e Monopoly and Merger Commission (MMC).

La privatizzazione di un monopolio integrato ha sicuramente rappresentato una soluzione parziale dal punto di vista del raggiungimento del benessere dei consumatori finali di gas. In una fase immediatamente successiva alla privatizzazione si sono infatti susseguiti vari interventi, sia di Ofgas sulle tariffe, sia del OFT e della MMC, sul versante della apertura del mercato, tesi a ridurre lo spazio al monopolio di British Gas nella fasce di mercato ancora riservate¹²⁸.

Il processo di apertura di segmenti sempre maggiori di mercato ha portato ad una progressiva riduzione della quota di mercato detenuta da British Gas (in particolare modo nel segmento dei clienti interrompibili) e la conseguente diffusione di altri operatori per la maggior parte imprese commerciali (gas shippers). La riduzione della quota di British Gas ha comportato numerosi problemi in seno alla società, con particolare riferimento all'impossibilità di rispettare le soglie minime previste dai contratti di acquisto di GN Take or Pay (ToP) sottoscritti con i produttori del Mare del Nord ben prima dell'inizio del processo di liberalizzazione.

Sia per risolvere i problemi finanziari derivanti dall'obbligo di rispettare i contratti ToP sia per rispettare la sempre più pressante richiesta da parte delle autorità a tutela della concorrenza di procedere ad una separazione gestionale delle attività¹²⁹, nel febbraio 1997 British Gas è stata scorporata in due società: Centrica plc, alla quale faranno capo le attività di fornitura di gas nel Regno Unito (distribuzione e approvvigionamento) e i giacimenti di Morecombe Bay, al largo delle coste nordoccidentali; e BG TransCo plc, che gestisce in regime di monopolio le attività di trasporto e di deposito di GN.

A partire dal 1998 sarà completato il processo di liberalizzazione del mercato inglese con l'apertura alla concorrenza anche delle singole utenze domestiche che, dunque, potranno sottoscrivere un contratto di fornitura con il distributore preferito. La complessità delle relazioni che tale apertura determinerà, tra il monopolista della rete e delle infrastrutture di stoccaggio (BG TransCo) e i vari operatori commerciali, ha reso necessario il raggiungimento di un accordo tra vettori (shippers) e BG TransCo plc (cosiddetto Network Code), teso a definire tutte le varie modalità di accesso e di utilizzo della rete britannica e i diritti ed i doveri dei vari partecipanti all'attività di trasporto di GN¹³⁰.

Nel 1998, dunque, il mercato britannico sarà caratterizzato da una piena libertà di scelta accordata ad ogni singola utenza finale. E' destinata, pertanto, a rafforzarsi la tendenza, ormai in atto già da parecchi anni, a

¹²⁸ Nel 1991, in seguito ad interventi specifici sia di OFT che di MMC, British Gas accettò di cedere, entro il 1995, il 60% del mercato relativo agli utenti con consumi superiori ai 732 Mwh. In seguito, MMC, fissando un *timetable* per le successive fasi della liberalizzazione, ha stabilito l'apertura totale del mercato del GN britannico per il primo gennaio 1998 (cfr. Bianchi 1997).

¹²⁹ Nel 1993, una decisione di MMC ha imposto a British Gas plc la separazione gestionale delle attività adibite al trasporto ed allo stoccaggio, che hanno in seguito preso il nome di BG TransCo.

¹³⁰ L'approvazione di un *Network Code* è stata resa necessaria in quanto la negoziazione di singole condizioni di vettoriamento tra i diversi distributori e il monopolista della rete avrebbe potuto comportare disparità di trattamento e discriminazioni. L'aumento della complessità delle relazioni contrattuali legate alla disintegrazione verticale del monopolio di British Gas, con la conseguente perdita delle economie di coordinamento che si realizzavano in precedenza nell'ambito di una impresa verticalmente integrata, rappresenta il costo implicito derivante dalla scelta di un modello concorrenziale di organizzazione del mercato.

trasformare la struttura del mercato, da un monopolio verticalmente integrato, ad un oligopolio allargato nelle fasi di approvvigionamento e distribuzione ed a mantenere un monopolio rigidamente regolato nella trasmissione¹³¹.

1.2.2 Olanda

In Olanda esiste al momento un operatore monopolista, Gasunie, presente in ogni fase della filiera. Gasunie è una impresa a controllo pubblico, ma non beneficia di nessun diritto di esclusiva, ad esclusione del vincolo per gli operatori indipendenti di vendere a Gasunie il gas prodotto. Solo la fase della produzione è soggetta a disposizioni normative (regime di licenza) e non esiste una regolamentazione di settore. Per il futuro è prevista una liberalizzazione del mercato del gas, indipendentemente dai risultati ascrivibili al processo di creazione del mercato europeo del GN.

Le linee della nuova politica di liberalizzazione del mercato del GN olandese prevedono una maggiore trasparenza delle attività di gestione della rete di gasdotti, attraverso l'introduzione di un sistema di controllo indipendente che dovrà anche individuare le condizioni accesso (incluse le tariffe); una maggiore libertà dei consumatori nella scelta delle fonti di approvvigionamento¹³²; la completa liberalizzazione della produzione, trasmissione, importazione ed esportazione di GN, insieme alla rimozione dell'attuale vincolo per i produttori di vendere a Gasunie il gas prodotto.

1.2.3 Germania

La Germania si contraddistingue per la presenza di una pluralità di operatori verticalmente integrati nella fasi di approvvigionamento, trasporto e distribuzione primaria di GN. L'operatore dominante è Ruhrgas con il 70% del mercato finale. Oltre a Thyssengas BEB e Wintershall esiste una pluralità di operatori attivi nella distribuzione secondaria alle utenze domestiche, comprese numerose municipalizzate.

Negli ultimi anni ha fatto il suo ingresso nelle fasi dell'approvvigionamento e del trasporto una nuova società verticalmente integrata, WinGas, partecipata da Wintershall per il 65% e per il restante 35% dalla società russa GazProm. WinGas serve utenti industriali e municipali attraverso proprie reti di gasdotti ad alta pressione. In virtù dei contratti di fornitura sottoscritti con il proprio socio russo, WinGas ha una capacità di fornitura tale da soddisfare circa il 15% della domanda tedesca di gas naturale prevista per l'anno 2000.

In prospettiva il mercato del GN tedesco dovrebbe essere caratterizzato sia da ingressi di società verticalmente integrate (come WinGas), sia dallo sviluppo di società attive esclusivamente nella fase di distribuzione e vendita (sulla falsariga dell'esperienza britannica).

L'autorità tedesca garante della concorrenza (Bundeskartellamt) è intervenuta più volte in questo mercato, riconoscendo il diritto di accesso alla rete di gasdotti da parte di un concorrente del detentore della rete stessa o dichiarando illecito un contratto in base al quale una impresa importatrice in Germania dell'Est si impegnavano a rifornire in esclusiva per 20 anni il principale operatore sul mercato.

Il Bundeskartellamt è, inoltre, intervenuto nel 1995 ai sensi dell'articolo 85(1) del Trattato di Roma per dichiarare illeciti accordi di ripartizione delle utenze civili (demarcation agreements) posti in essere dalle società gasiere e previsti da una specifica legge nazionale in deroga alla legge a tutela della concorrenza. Sotto scrutinio

¹³¹ Si consideri che BG TransCo plc ha come unica fonte di ricavo la fornitura di servizi di trasporto e stoccaggio del gas in favore di soggetti terzi. È, dunque, nel pieno interesse della società incentivare l'incremento del numero di imprese commerciali attive nella fase di distribuzione e vendita.

¹³² In particolare, la domanda finale verrebbe ripartita in tre gruppi: gli utilizzatori non *captive*, cioè coloro che consumano più di 10 milioni di metri cubi di GN per anno, saranno liberi di rifornirsi da qualunque operatore; l'utenza *captive* che consuma meno di 170.000 metri cubi l'anno godrà di un regime di protezione relativamente alla fornitura, alla qualità del servizio e ai prezzi; gli utilizzatori temporanei di quantità intermedie potranno cambiare fornitore solo dopo un congruo preavviso (tale condizione cesserà dopo 5 anni). Inizialmente, si prevede che circa il 35% del mercato sarà liberalizzato in virtù di tali disposizioni ed in seguito un ulteriore 25%. Secondo il Governo olandese, inoltre, dal momento che l'impresa che distribuisce gas all'utilizzatore *captive* deve avere contratti di fornitura di durata medio-lunga con altri distributori e fornitori, le dovrebbe essere consentito di concludere contratti con l'utenza *captive* di uguale durata.

sono stati posti anche i contratti, in genere ventennali, che legano le società del gas con le amministrazioni locali, che utilizzano proprie imprese municipalizzate per il servizio di distribuzione secondaria.

Nell'ambito di una più generale riforma dei settori energetici, è attualmente allo studio in Germania un provvedimento legislativo di liberalizzazione del mercato del GN che, tra i suoi punti principali, prevede la facilitazione delle procedure amministrative necessarie per la realizzazione delle reti di gasdotti; l'abolizione del menzionato diritto, da parte delle società di trasporto, di sottoscrivere accordi di ripartizione della clientela; l'introduzione di un principio di accesso alle reti negoziato e la prevenzione di possibili conseguenti pratiche abusive da parte dei possessori delle reti.

1.2.4 Francia

In Francia la struttura del mercato del gas è connotata dalla presenza di un operatore pubblico, Gaz de France (GdF), monopolista legale nelle fasi di importazione, di trasporto e che occupa una quota largamente dominante in quella di distribuzione primaria e secondaria. Tre operatori sono attivi nella distribuzione diretta all'industria: GdF, Compagnie Française du Méthane e Gaz du Sud-Ouest¹³³. Nella distribuzione secondaria alle utenze residenziali, invece, GdF si confronta con una serie di imprese municipali (*régies*)¹³⁴.

La posizione del Governo francese in materia energetica è stata, negli ultimi anni, favorevole al mantenimento dell'assetto verticalmente integrato di GdF. Da tale posizione discende anche, in sede di negoziato per la redazione della Direttiva sul mercato interno del gas, una ferma opposizione francese all'introduzione di un principio generalizzato di ATR.

1.2.5 Spagna

In Spagna, l'impresa Gas Natural controlla circa l'86% del consumo di GN da parte dell'utenza residenziale e commerciale (distribuzione secondaria) e il 90% di quella industriale (distribuzione primaria).

Gas Natural fu creata nel 1991, in seguito alla fusione delle società Catalana de Gas, Gas de Madrid e Butano. Principali azionisti della Gas Natural sono la Repsol, compagnia petrolifera privatizzata nel 1985, che detiene il 45,3% del capitale sociale e Caixa Bank con il 25,5%. Nel 1994 Gas Natural ha acquistato il 91% del capitale della società Enagas, di proprietà pubblica, fino a quella data monopolista nelle fasi di importazione¹³⁵ e trasporto di GN. Enagas ha ceduto a Gas Natural la concessione di gestire l'unico gasdotto presente in Spagna.

1.2.6 Una sintesi

Le seguenti tabelle riassumono le informazioni appena riportate sulla struttura dei mercati del GN nei principali paesi dell'Unione Europea.

¹³³ La società presente nella fase *upstream* di ricerca e produzione di idrocarburi, Elf Aquitaine, possiede il 70% di Gaz du Sud-Ouest e il 40% di Compagnie Française du Méthane. Elf Aquitaine detiene una partecipazione in Interconnector e in Frigg ed è proprietaria di alcuni giacimenti di gas naturale nel Regno Unito. Inoltre possiede una partecipazione azionaria in Italia nella Società Gasdotti del Mezzogiorno pari al 34%, insieme ad altre attività in diversi paesi europei, come la Norvegia e l'Olanda.

¹³⁴ Le *régies* sono 17 e servono 160 comuni; Gaz de France ne serve 6.000.

¹³⁵ Al dicembre 1995 Enagas aveva contratti per un ammontare complessivo pari a 2.689.000 milioni di thermies di gas naturale, di cui circa il 78% (principalmente con l'Algeria) con scadenza oltre l'anno 2020.

Tabella 20. Struttura dell'offerta: principali operatori nella produzione, importazione e trasporto di gas naturale

	principali operatori	struttura proprietaria	concorrenza
Gran Bretagna	Centrica plc	privati	sì
	BG TransCo plc	privati	
	altri	privati	
Germania	Ruhr Gas	consorzio privato	limitata
	BEB	Shell, Esso	
	Thyssen Gas	Shell, Esso, Viag	
	WinGas	Wintershall, Gazprom	
	VNG	consorzio privato	
Francia	Gaz de France	statale	no
	CeFeM	GdF, Elf, Total	
	SNGSO	GdF, Elf	
Olanda	Gasunie	Stato (50%), Esso, Shell	no
Spagna	Gas Natural	Repsol, La Caixa Bank	no

Fonte: Eurostat, 1995-96.

Tabella 21. Struttura dell'offerta: principali operatori nella distribuzione di gas naturale

	principali operatori	struttura proprietaria	concorrenza
Gran Bretagna	Centrica plc	privati	sì
	altri	privati	
Germania	municipalità	municipalità	no
Francia	GdF	statale	no
	CeFeM	GdF, Elf, Total	
	SNGSO	GdF, Elf	
	municipalità	municipalità	
	municipalità	municipalità	
Olanda	Gasunie	Stato (50%), Esso, Shell	no
Spagna	Gas Natural	Repsol, La Caixa Bank	no
	municipalità	municipalità	

Fonte: Eurostat, 1995-96.

1.3 Struttura della domanda di gas naturale

A fronte di una diffusa varietà nelle strutture dell'offerta delle industrie del GN nei principali paesi dell'Unione Europea, è possibile individuare una spiccata differenziazione anche nella struttura del consumo nelle varie realtà nazionali.

Un primo gruppo di paesi, Francia, Regno Unito e Italia, presenta un peso della componente residenziale dei consumi superiore alla media europea. Altri, Germania, Olanda e Spagna, si collocano al disotto della media.

Negli usi termoelettrici, l'Italia, con il 21% del consumo di GN è di gran lunga il principale utilizzatore di questa fonte energetica. Anche Olanda (con il 17% del totale del consumo di gas naturale) e Regno Unito (con il 19%) esibiscono impieghi di gas superiori alla media europea. La forte presenza nel nucleare è la principale causa dell'assenza di domanda di GN ad usi elettrici in Francia.

Riguardo agli usi industriali e commerciali, infine, rispetto a quasi tutti i paesi che si collocano su valori assai prossimi alla media, la Spagna si contraddistingue per un peso assai elevato. L'85% del GN consumato in

Spagna, infatti, è utilizzato per usi commerciali ed industriali. Di conseguenza, l'utente medio spagnolo consuma un volume di GN molto più alto dell'utente medio inglese o francese (paesi in cui gli usi residenziali contano per circa il 40% del totale).

Tabella 22. Struttura della domanda nei principali paesi dell'Unione Europea

	residenziale (%)	commerciale (%)	industriale (%)	elettricità (%)	altro (%)	totale
Regno Unito	43,21	15,09	21,75	19,32	0,63	100
Germania	32,40	4,09	42,51	8,18	12,83	100
Francia	38,25	15,78	44,87	0	1,09	100
Olanda	27,04	20,67	35,31	16,67	0,32	100
Spagna	14,16	4,72	80,24	0,88	0	100
EU	33,58	11,02	38,00	12,77	4,63	100

Fonte: Eurogas 1995.

2. La politica comunitaria in tema di mercato unico del gas naturale

Il processo di apertura alla concorrenza dei settori europei dell'energia elettrica e del GN è frutto di un processo lento e complesso iniziato nei primi anni '90 sulla base della impostazione contenuta nel Libro Bianco sull'energia pubblicato nel 1988.

L'Unione Europea ha adottato al riguardo due provvedimenti per avviare l'effettiva liberalizzazione di entrambi i mercati: si tratta delle due Direttive del 1990 e 1991 (Direttiva 90/337/CEE e Direttiva 91/926/CEE) relative, la prima, alla trasparenza dei prezzi del GN e dell'energia elettrica; e la seconda, alla creazione delle reti europee interconnesse.

A partire dal 1993, le tematiche relative alla liberalizzazione dei mercati europei dell'energia elettrica e del gas sono state trattate separatamente, da un lato, in ossequio alle specificità settoriali dei problemi che non facilitavano una soluzione congiunta; dall'altro, per fare fronte alla difficoltà insorta tra gli Stati membri a risolvere contemporaneamente problemi che riguardava entrambi i mercati.

Si è, dunque, proceduto a lavorare su due bozze di Direttive distinte. Nel 1995, il Consiglio dei Ministri dell'Energia dell'Unione Europea ha stabilito di procedere in via preliminare alla approvazione di una Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica e, in un secondo momento, di concentrarsi sulla redazione di un testo di direttiva sul GN.

Solo dopo l'approvazione della Direttiva n. 96/92/CE¹³⁶, relativa alla liberalizzazione del mercato europeo dell'energia elettrica, è ripreso il dibattito comunitario in merito alla creazione del mercato interno del GN sotto la presidenza irlandese dell'Unione Europea. Nel momento in cui questa indagine viene conclusa è in discussione presso il Consiglio dell'Energia dell'Unione una proposta di Direttiva la cui ultima versione reca la data del 22 settembre.

La decisione di redigere due Direttive separate per l'energia elettrica e il gas discende da una serie di oggettive differenze che si riscontravano nei due mercati.

Uno degli aspetti di maggiore differenziazione tra il funzionamento del mercato elettrico e quello del GN deriva dalla circostanza che l'energia elettrica è interamente producibile con un processo di *trasformazione industriale* attivato da fonti di energia primaria (tra cui il GN ricopre un peso rilevante¹³⁷).

¹³⁶ Pubblicata in GUCE, L 27, 30.01.1997.

¹³⁷ Tale fattore rappresenta un elemento di forte relazione tra i due distinti processi di liberalizzazione. Dal momento, infatti, che il settore del GN si pone in una fase a monte rispetto a quello della generazione di energia elettrica, è possibile affermare che gli effetti della liberalizzazione del secondo settore (elettrico) non saranno mai completamente apprezzati se non quando gli utilizzatori termoelettrici di GN potranno godere dei vantaggi della liberalizzazione del mercato del gas, in termini di pluralità di offerta e di minor costo della fornitura.

Nel mercato del gas, invece, in particolare negli Stati membri in cui le importazioni da paesi terzi assommano a quasi tutto il fabbisogno interno, l'approvvigionamento è in larga parte una *attività commerciale*, legata alla sottoscrizione di contratti di importazione di lungo periodo. Come tale, essa è sottoposta ai tipici vincoli dei negoziati commerciali con controparti molto forti, spesso rappresentate da imprese direttamente controllate dagli Stati e che dispongono di giacimenti di gas e ne organizzano l'esportazione.

Da questo punto di vista, è stato argomentato (in particolare, da parte della Francia) che il grado di protezione da accordare alle importazioni nazionali di GN provenienti da paesi terzi deve essere tale da consentire la sicurezza degli approvvigionamenti e la continuità delle forniture. L'ambito in cui queste istanze hanno maggiormente fatto presa è stato quello relativo al riconoscimento del *trade-off* tra l'apertura del mercato e la protezione dei contratti ToP di importazione.

E' convinzione degli organi comunitari che l'incidenza della produzione europea di GN sul totale dei consumi sarà progressivamente decrescente. Nei prossimi vent'anni si stima che la dipendenza media dell'Europa dei 15 dalle importazioni di GN raggiungerà all'incirca la quota del 70%. Il minor interesse rivestito a livello comunitario dall'attività di produzione di GN è testimoniato anche dal fatto che, a differenza del mercato elettrico interessato da un'unica direttiva di liberalizzazione per le fasi sia della produzione sia della trasmissione e vendita, la normativa relativa all'attività *upstream* di prospezione, ricerca e coltivazione di GN è contenuta in un provvedimento separato da quello relativo alla creazione del mercato interno del gas che regola l'attività *downstream* (Direttiva 94/22/CE)¹³⁸.

Il progetto di Direttiva gas attualmente in discussione, pertanto, investe principalmente le fasi *commerciali* del trasporto e della distribuzione finale primaria e secondaria. Le tematiche relative all'approvvigionamento, come si vedrà più diffusamente nei prossimi paragrafi, sono presenti nelle bozze di Direttiva, prevalentemente con riferimento ai contratti di importazione ToP sottoscritti dai trasportatori europei.

Un'ulteriore caratteristica, che differenzia il mercato del GN rispetto a quello dell'energia elettrica, è quella relativa alla possibilità di immagazzinare il GN. Tale circostanza agevola la funzione di dispacciamento del GN per garantire continuità di fornitura al sistema attraverso il bilanciamento dei flussi di domanda con quelli di offerta. I rischi di *default*, infatti, vengono ridotti dalla presenza delle riserve di GN stoccate, nonché da particolari soluzioni contrattuali, quali ad es., le forniture interrompibili.

In questo senso, si comprende il motivo per cui, contrariamente alla Direttiva elettrica, le bozze di Direttiva gas sinora discusse non prevedono espressamente la figura dell'acquirente unico dispacciatore (sebbene, nei fatti, molti paesi si contraddistinguono per la presenza di un monopolista, legale o di fatto, nelle importazioni). Ciascuna impresa di trasporto e deposito di GN (o GNL) dovrà essere in grado, in base alla bozza di Direttiva, di effettuare il proprio bilanciamento tra domanda ed offerta, evitando rischi di blocco generale del sistema.

3. La proposta di Direttiva sul mercato interno all'Unione Europea del gas naturale

3.1 Le varie posizioni degli Stati membri

Al fine di comprendere le motivazioni sottostanti le differenti posizioni adottate dai vari paesi, è utile suddividere i 15 paesi dell'Unione Europea in gruppi distinti.

Un primo gruppo riunisce i paesi che importano la totalità (o comunque più del 90%) del GN consumato. Essi si contraddistinguono per la presenza di un monopolista verticalmente integrato in tutte le fasi della filiera gasiera. Inoltre, nel corso dei negoziati per la redazione del testo della direttiva, tali paesi hanno tenuto posizioni volte alla protezione dei contratti ToP di importazione con paesi terzi ed alla introduzione di un livello minimo di liberalizzazione delle reti (Francia, Belgio, Lussemburgo).

¹³⁸ Come si è illustrato nel capitolo 2, tuttavia, il D. Lgs. 625/96, che recepisce nell'ordinamento italiano la Direttiva 94/22/CE, ha esteso l'ambito di applicazione della norma comunitaria anche alla attività di stoccaggio, collegata direttamente a quella della produzione e della distribuzione e vendita di GN.

Un secondo gruppo comprende i paesi che importano quasi tutto il proprio fabbisogno ma in cui, tuttavia, lo sviluppo dell'industria del GN è relativamente recente (meno di dieci anni). Essi hanno, da un lato, sostenuto la necessità di procrastinare l'introduzione del principio dell'accesso alle reti nel proprio mercato, al fine di assicurare un adeguato sviluppo delle necessarie infrastrutture; dall'altro lato, essendo per lo più caratterizzati da una pluralità di fornitori, hanno operato affinché si creassero condizioni di maggiore contendibilità nell'offerta di gas europeo. Si tratta dei cosiddetti paesi emergenti (Spagna, Portogallo, Grecia, Irlanda, Svezia e Finlandia).

Un terzo gruppo annovera i paesi che, pur essendo importatori netti di GN, hanno intrapreso (o stanno per intraprendere) misure di liberalizzazione del mercato e che non sono caratterizzati da una struttura monopolistica dell'industria del GN. Questi paesi hanno mantenuto posizioni improntate alla apertura e liberalizzazione della vari fasi della filiera (Germania, Austria e Danimarca).

Nell'ultimo gruppo, infine, sono rappresentati i paesi produttori di GN appartenenti alla UE che hanno sollecitato la massima apertura, consci del fatto che tale circostanza avrebbe incrementato le loro potenzialità di esportazione all'interno dell'Unione (Olanda ed Inghilterra).

L'Italia presenta caratteristiche tali da rendere difficile una sua collocazione in uno dei quattro gruppi illustrati. Con una produzione nazionale capace attualmente di soddisfare il 36% del fabbisogno nazionale, infatti, non è possibile assimilare il nostro paese a quelli completamente dipendenti dalle importazioni. Nonostante ciò, anche a causa del sempre minor peso che la produzione nazionale assumerà rispetto ai consumi totali ed alla necessità di soddisfare la domanda con nuove importazioni¹³⁹, nel corso del negoziato comunitario l'Italia ha tenuto posizioni assai più vicine (se non coincidenti) a quelle di Francia e Belgio che a quelle di Germania, Olanda ed Inghilterra.

Altri aspetti più particolari che caratterizzano le posizioni degli Stati membri si riferiscono ad es.:

(1) alla particolare vulnerabilità concorrenziale nel futuro mercato integrato degli operatori dei paesi situati al centro di reti interconnesse con altri paesi (Francia, Belgio, Lussemburgo), rispetto a quelli situati in aree più protette dalla loro particolare collocazione geografica (Inghilterra, Italia, Spagna, Grecia);

(2) alla diversa ripartizione dei consumi per tipologia di utenza ed all'effetto che questo potrebbe comportare sul grado di apertura del mercato e sull'omogeneità della liberalizzazione tra paesi. Ad es., in Spagna ed in Finlandia gran parte del GN domandato è consumato da grandi utenti industriali. Un principio di apertura alla concorrenza che utilizza soglie quantitative dei consumi potrebbe, pertanto, comportare una liberalizzazione (in termini percentuali) dei mercati spagnolo e finlandese assai più ampia di quella riscontrabile in altri mercati in cui (come ad esempio la Francia) la percentuale di GN consumato a fini industriali e termoelettrici è alquanto limitata ed il livello di consumo medio per utente è molto basso.

Nella bozza di Direttiva si lascia ampio spazio al principio della sussidiarietà, al fine di risolvere i contrasti più profondi. Tuttavia, un uso eccessivo e disomogeneo di tale principio potrebbe vanificare l'obiettivo della creazione di una effettiva armonizzazione tra le regole di funzionamento dei vari mercati locali.

Alcuni paesi (UK, Germania, Olanda), inoltre, hanno già approvato (o stanno per approvare) normative nazionali di liberalizzazione del mercato del GN in anticipo sulla Direttiva comunitaria, in modo tale da superare in termini sia quantitativi, sia qualitativi, le previsioni normative comunitarie.

Nei prossimi paragrafi si illustreranno, sulla base dell'ultimo testo (in lingua inglese) della bozza di Direttiva in discussione presso il Consiglio dell'Unione Europea del 22 settembre 1997 quelli che si ritengono essere i punti fermi della normativa (che non dovrebbero, verosimilmente, subire ulteriori modificazioni). Si sottolineeranno, inoltre, anche gli aspetti passibili di ulteriori cambiamenti o quelli che potranno, in ultima istanza, essere risolti dai Parlamenti nazionali in sede di recepimento.

3.2 Il ruolo del servizio pubblico

¹³⁹ Naturalmente a meno di scoperte di nuovi giacimenti nazionali di GN o della autorizzazione a sfruttare i giacimenti situati nell'Alto Adriatico.

La bozza di Direttiva introduce il principio in base al quale gli Stati membri *possono* imporre, nell'interesse economico generale, alle imprese di gas naturale¹⁴⁰ obblighi di servizio pubblico in ognuna delle singole fasi di cui è composta la filiera. Con riferimento alla distribuzione ed alla fornitura di GN, l'obbligo di servizio pubblico può significare il rifornire particolari categorie di clienti sulla base di tariffe che possono essere regolamentate al fine di garantire pari trattamento.

Emerge da questi passaggi l'ampio ricorso al principio della sussidiarietà, sulla base del quale gli Stati membri *possono* qualificare il servizio in questione come pubblico.

L'imposizione di un obbligo di servizio pubblico alle imprese di distribuzione e/o fornitura, con riferimento a particolari categorie di clienti, tende a suddividere il mercato in due segmenti. Un primo segmento, formato dai consumatori serviti, con tariffe regolamentate, dalle imprese sottoposte all'obbligo di servizio pubblico; un secondo segmento, formato da tutti gli altri clienti.

Come si è già avuto modo di affermare in precedenza, in Italia non vi è al momento alcun obbligo espresso di servizio pubblico imposto alle imprese di gas naturale¹⁴¹. In particolare, Snam detiene nelle attività di trasporto e distribuzione primaria un ruolo di monopolista di fatto¹⁴². I concessionari per la distribuzione civile di gas nei Comuni, poi, sottoscrivono con gli enti locali regolamenti di fornitura che contengono gli obblighi reciproci dei contraenti rispetto agli utenti finali.

Non si ritiene che in Italia sussistano le condizioni necessarie e sufficienti per imporre l'obbligo di servizio pubblico alle imprese di gas naturale, attive nella fase di distribuzione. Quest'ultima attività, infatti, non sembra avere i requisiti necessari per essere qualificata come servizio universale. In particolare, manca il requisito di indispensabilità del GN quale fonte energetica a fini di riscaldamento individuale, grazie alla potenziale *interfuel competition* tra GN e le altre fonti derivate dal petrolio.

La crescente preferenza accordata negli ultimi anni al GN nei consumi civili è derivata, infatti, soprattutto da un regime di fiscalità differenziato rispetto ai combustibili alternativi, frutto di scelte di politica energetica legate sia allo sviluppo di una risorsa nazionale sia a considerazioni di carattere ambientale.

Una semplice e progressiva armonizzazione della fiscalità tra diverse fonti energetiche accrescerebbe il grado di *interfuel competition* e renderebbe ancora più superflua l'imposizione di qualsiasi obbligo di servizio pubblico in capo alle imprese di distribuzione civile di GN.

3.3 Grado di apertura del mercato

La finalità ultima che la proposta di Direttiva si pone è quella di favorire la creazione di un mercato europeo al cui interno il GN possa liberamente circolare attraverso un sistema di reti transnazionali il più possibile interconnesso. In particolare, rispetto ad una situazione che vede in molti paesi la presenza di monopoli (legali o di fatto) nell'attività di trasporto e vendita di GN, l'obiettivo del processo di apertura alla concorrenza è di creare le condizioni necessarie affinché si possa sviluppare una «*gas to gas competition*» nei vari mercati nazionali dell'Unione. Con questo termine si intende la creazione di una pluralità di soggetti attivi nel settore dell'approvvigionamento di GN, in grado di offrire gas agli utenti primari (aziende di distribuzione, industrie, utenze termoelettriche) in ogni singola area.

Per facilitare il raggiungimento di tale obiettivo la bozza di Direttiva prevede che gli Stati membri possano specificare particolari categorie di utilizzatori di GN (clienti idonei o elegibili), ai quali venga conferita la capacità

¹⁴⁰ Con tale termine si intende una impresa che effettua almeno una delle seguenti funzioni: produzione, trasmissione, distribuzione, fornitura o deposito di GN (e/o GNL) e svolge i compiti commerciali, tecnici e/o di manutenzione legati a questa funzione.

¹⁴¹ Tale assenza deriva dalla mancanza di categorie di clienti primari (industrie, imprese elettriche, aziende di distribuzione) assoggettati per legge a particolari condizioni di fornitura.

¹⁴² Naturalmente, iniziative quali la penetrazione del GN nel Mezzogiorno sono state anche incentivate attraverso l'impiego di finanziamenti a fondo perduto elargiti a Snam da parte dello Stato (cfr. legge 784/80).

giuridica di stipulare contratti di fornitura di gas, sulla base di un principio di accesso ai terzi alle reti esistenti (ATR).

In altri termini, ciascuno Stato membro individuerà una fascia di mercato aperto alla concorrenza, al cui interno gli utenti saranno liberi di acquistare il gas dal miglior offerente e di farselo veicolare attraverso la rete dell'impresa di trasmissione e (nel caso) del monopolista locale a cui essi sono collegati¹⁴³.

Con riferimento alle caratteristiche soggettive dei futuri clienti elegibili, sembra acquisito che in tali categorie rientreranno tutte le utenze termoelettriche (centrali di cogenerazione a turbo gas ed impianti CCGT), indipendentemente dal livello dei loro consumi di gas.

Per quanto riguarda le aziende di distribuzione, la bozza di Direttiva le considera come clienti idonei solo nel caso in cui stipolino contratti di fornitura di GN con propri clienti designati a loro volta come idonei (in altri termini, nei casi in cui operino come intermediari di clienti idonei), mentre lascia agli Stati membri la decisione di considerare eventualmente i distributori come clienti idonei per il GN acquistato e distribuito nel mercato vincolato¹⁴⁴.

Con riferimento alle altre tipologie di utenza, l'ultima bozza di Direttiva (22 settembre 1997) considera come clienti idonei tutti i consumatori finali con livelli di consumo superiori ai 25 milioni di metri cubi l'anno *su una base di consumo per località*¹⁴⁵. Tale soglia sarebbe diminuita progressivamente a 15 e a 5 milioni di metri cubi l'anno, rispettivamente cinque e dieci anni dopo l'entrata in vigore della Direttiva. Partendo da un livello minimo di apertura del mercato pari al 28%, questo meccanismo di individuazione dei clienti idonei consentirebbe di raggiungere, nell'arco di dieci anni dall'approvazione della Direttiva, una apertura del mercato massima del 45% (a meno, ovviamente di interventi in aumento da parte degli Stati membri).

L'apertura del mercato secondo soglie fisse prestabilite ha il merito della chiarezza. L'aspetto paradossale è, piuttosto, rappresentato dal fatto che, rispetto alla situazione esistente in Italia (assenza di qualsiasi vincolo normativo alla fornitura per le utenze diverse da quelle civili), tale criterio di definizione prestabilita di soglie di elegibilità rischia di assoggettare ad un fornitore monopolista una fetta consistente dei consumi di GN, che oggi sono regolati in base a rapporti contrattuali di tipo privato.

Si consideri, al riguardo, la soglia massima di apertura prevista dalla Direttiva dieci anni dopo la sua entrata in vigore (45%). Nel nostro paese, attualmente, le utenze industriali e termoelettriche contano per circa il 63% del GN consumato e tale percentuale (sebbene a fronte di un aumento della componente termoelettrica ed una riduzione di quella industriale) dovrebbe rimanere più o meno costante nei prossimi dieci anni. Assumendo che le utenze termoelettriche rappresentino clienti idonei per definizione (nel caso di recepimento integrale della Direttiva da parte del Parlamento italiano), alla fine del processo di apertura del mercato nazionale, la parte eccedente il 45% del mercato, attualmente formata da utenti in teoria liberi di scegliere il proprio fornitore, sarebbe assoggettata al mercato vincolato del fornitore monopolista (Snam).

I principali problemi che pongono le soglie prestabilite derivano, tuttavia, dall'impossibilità di soddisfarle in maniera omogenea nei 15 paesi dell'Unione. Come si è già argomentato, paesi come la Spagna (o la Finlandia), in

¹⁴³ In questo ambito la proposta di Direttiva rappresenta la «soluzione minima» di apertura del mercato perseguibile dai vari paesi dell'Unione.

¹⁴⁴ Si osserva al proposito che l'ampiezza globale del mercato è data dalla somma delle varie tipologie di consumi primari (industriali, termoelettrici e delle aziende di distribuzione). Se, per ipotesi, si stabilisse che, entro quindici anni, il 50% del mercato italiano debba essere libero, ciò significherebbe che il restante 50% dovrebbe essere vincolato ad un fornitore unico (sia esso la società di trasporto o il monopolista locale nella distribuzione civile). In un tale contesto, se i distributori finali venissero ritenuti clienti idonei anche per il GN a sua volta rivenduto agli utenti finali civili, alla luce degli attuali consumi per categoria di GN, ciò determinerebbe già di per sé una apertura pari alla quota di consumi primari assorbiti dalle aziende di distribuzione (circa il 40%). Per essere coerenti con il piano di apertura del mercato perseguito, pertanto, solo un 10% del restante 60% relativo ai consumi industriali e termoelettrici potrebbe essere considerato cliente idoneo.

¹⁴⁵ Questa specificazione, in base al principio di personalità giuridica, comporterebbe l'impossibilità di acquistare GN per le imprese di grossa dimensione multi-stabilimento e per i consorzi di acquisto di GN che raggruppano varie utenze industriali. In questo senso è, invece, auspicabile un intervento su base nazionale volto ad allargare l'ambito di applicazione del concetto di idoneità per estenderlo anche alle utenze raggruppate in consorzio o multisito.

cui l'85% della domanda è rappresentata da grandi consumatori industriali, se applicassero il criterio di apertura immediata ai clienti con più di 25 milioni di metri cubi annui, si troverebbero a dover aprire una quota assai prossima al 100% del mercato. Viceversa, paesi come la Francia, contraddistinti da una prevalenza di piccoli utenti civili, aprirebbero alla concorrenza una quota molto limitata del mercato.

Una soluzione potrebbe essere rappresentata dall'uso di bande flessibili in luogo di soglie prestabilite. Ciò consentirebbe ai paesi che si ritrovassero, data la propria struttura della domanda, oltre il limite massimo della soglia, di agire selettivamente sulle categorie di clienti idonei; mentre permetterebbe a quei paesi che si ritrovassero al di sotto della soglia minima, di ampliare i criteri di idoneità.

3.4. Modalità di libero accesso alle reti esistenti

L'individuazione dei clienti idonei da parte degli Stati membri non è in grado da sola di assicurare l'apertura del mercato. Ad essa si deve accompagnare, infatti, la possibilità che il GN liberamente acquistato da tali clienti possa transitare sulle reti esistenti sino al punto di consumo finale. Definizione dei clienti idonei e accesso ai terzi al sistema interconnesso delle reti esistenti (ATR) sono, dunque, i due pilastri del processo di liberalizzazione del mercato europeo del gas.

Attraverso l'introduzione del principio di ATR scompare il nesso esistente tra proprietà della rete di trasporto e fornitore del gas¹⁴⁶. Naturalmente, un ruolo determinante nell'individuare la reale ampiezza del processo di apertura dei mercati nazionali della fornitura di GN ai clienti idonei in presenza di ATR sarà determinato dall'entità dei costi di interconnessione che il cliente idoneo dovrà sostenere, qualora voglia farsi veicolare il GN sulle reti esistenti.

Al riguardo, si osserva che tali costi saranno fortemente dipendenti dalla modalità di ATR che gli Stati membri sceglieranno di applicare. Ciascun paese, infatti, potrà optare per una procedura di ATR negoziato, una procedura di ATR regolamentato o per tutte e due contemporaneamente.

Con il primo tipo di accesso si prevede la possibilità che le imprese di gas naturale ed i clienti idonei negozino l'accesso, all'interno del territorio coperto dal sistema interconnesso, al fine di raggiungere accordi commerciali bilaterali. I costi di interconnessione, in questo caso, saranno definiti dai termini economici dei contratti di vettoriamento.

L'accesso regolamentato alla rete implica, invece, un diritto generalizzato dei clienti idonei di accedere al sistema interconnesso di proprietà delle imprese che trasportano GN, a cui corrisponde un simmetrico obbligo di concedere l'accesso, sulla base di tariffe regolamentate.

L'uso di entrambi i sistemi contemporaneamente comporta la possibilità che le parti, pur in presenza di un diritto generalizzato di ATR in capo al cliente idoneo, si accordino per via contrattuali sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie.

L'esercizio della sussidiarietà in merito alla scelta di un tipo di ATR piuttosto che un altro (o di entrambi) da parte dei singoli Stati membri determinerà il residuo potere contrattuale in mano ai possessori delle reti di trasporto rispetto ai clienti idonei. È ovvio, infatti, che il sistema di ATR negoziato presenta, rispetto al diritto di accesso regolamentato, una indubbia caratteristica di maggiore protezione degli interessi delle società di trasmissione.

Le imprese di gas naturale potranno rifiutare l'accesso alle proprie reti nei casi in cui non abbiano disponibilità della capacità di trasporto necessaria¹⁴⁷; qualora l'ATR renda impossibile il soddisfacimento degli obblighi di servizio pubblico, eventualmente imposti all'impresa stessa; o qualora gli impegni di acquisto assunti

¹⁴⁶ In altri termini, proprietario della rete e fornitore potranno essere soggetti diversi.

¹⁴⁷ Al riguardo, si ricorda come, nel primo capitolo dell'indagine, sia stata sottolineata l'estrema difficoltà di verificare l'esatta capacità di trasporto di una condotta di GN, in particolare quando il numero di centrali di compressione sia stato tarato sul flusso di gas veicolato e stabilito al momento della realizzazione dell'investimento.

sulla base di contratti *Take or Pay* (ToP) di importazione determinerebbe l'insorgere di seri problemi economici e finanziari in caso di concessione di ATR¹⁴⁸.

La bozza di Direttiva pone l'obbligo in capo alle imprese di gas naturale, in caso di ATR negoziato, di pubblicare ogni anno una «*gamma indicativa dei prezzi per l'utilizzazione del sistema*» di infrastrutture.

Qualora questa impostazione dovesse al fine prevalere, verrebbero meno molte differenze tra le due forme di ATR e si abbasserebbe il rischio di abusi da parte del possessore della rete (attraverso una forma di concorrenza comparativa tra possessori di reti).

L'eventuale introduzione nel nostro ordinamento del principio generalizzato di ATR (negoziato e/o regolamentato) implicherebbe il superamento della norma contenuta all'articolo 12 della legge n. 9/1991, che limita oggettivamente e soggettivamente l'obbligo in capo alle società proprietarie di gasdotti di vettoriare solo GN nazionale e solo per gli operatori che autoconsumano o che utilizzano il GN per la generazione di energia elettrica¹⁴⁹.

3.5 I contratti *Take or Pay*

I rischi finanziari derivanti dall'impossibilità di rispettare un contratto ToP di importazione sono considerati elementi sufficienti, entro certe condizioni, per rifiutare l'accesso sulla propria rete (in particolare si tratta dei gasdotti dedicati all'importazione). Per quanto, dunque, rappresenti l'indispensabile strumento per garantire l'effettiva apertura del mercato, allo stesso tempo, a giudizio delle imprese di gas naturale che sottoscrivono i contratti di importazioni con fornitori di paesi terzi, l'introduzione del principio dell'ATR è considerata come un fattore di potenziale instabilità.

È, infatti, possibile che, a seguito del diritto riconosciuto ai clienti idonei di acquistare liberamente GN, le società importatrici diminuiscano le loro vendite al di sotto dei quantitativi che sono obbligate in ogni caso a ritirare in base alle clausole ToP previste dai contratti sottoscritti con i paesi produttori.

Come si è accennato in precedenza, questa circostanza è avvenuta in Inghilterra a seguito del processo di liberalizzazione del mercato del gas posta in essere dal Governo britannico. Lo spostamento di una quota consistente di clienti da British Gas a nuovi operatori privati ha, infatti, scaricato sull'ex monopolista il costo dei contratti ToP sottoscritti con i produttori del Mare del Nord e, molto probabilmente, è stato uno dei motivi che ha determinato, successivamente, la decisione di procedere alla separazione societaria di British Gas.

I grandi importatori europei di GN (GdF, Snam, Ruhrgas, Tractabel) hanno, dunque, svolto una intensa opera di *lobbying* presso la Comunità al fine di far includere nella proposta di Direttiva una norma che contemperasse il principio di ATR con i rischi connessi alle clausole ToP.

Il compromesso raggiunto al momento in cui si conclude questa indagine prevede che uno Stato membro possa chiedere alla Commissione una deroga temporanea all'applicazione del principio dell'ATR ogni qual volta, a causa dell'applicazione delle norme di accesso ai terzi alle reti, le vendite di una impresa di gas naturale cadano al di sotto del livello di minimo ritiro contenuto in un contratto di acquisto di vendita, che contenga una clausola ToP.

Come espressamente richiamato nei «Considerato» iniziali della bozza di Direttiva nel 22 settembre 1997, tuttavia, tale deroga «*must not undermine the purpose of this Directive to liberalize the internal market of natural gas*». E per raggiungere tale obiettivo la deroga stessa «*must be limited in time and scope and must be granted in a transparent way, under the supervision of the Commission*». Emerge con chiarezza, pertanto, che l'orientamento

¹⁴⁸ Su quest'ultimo punto si veda il paragrafo successivo.

¹⁴⁹ A titolo meramente descrittivo, si osservi come l'attuale sistema vigente in Italia preveda una commistione di elementi tipici dell'ATR regolamentato con altri propri di quello negoziato. L'articolo 12 della legge n. 9/1991, infatti, individua un chiaro obbligo in capo alle società proprietarie di metanodotti ed, in tal senso, sembra coerente con la presenza di tariffe regolamentate di vettoriamento, stabilite da una autorità amministrativa di controllo. Nei fatti, invece, le tariffe di interconnessione sono state fissate sulla base di negoziazioni trilaterali tra Snam da un lato e Assomineraria ed Unione Petrolifera dall'altro, secondo uno schema tipico dell'ATR negoziato (senza, tra l'altro, che sia stato imposto a Snam di indicare valori guida relativi ai prezzi da praticare per il vettoriamento, come invece prevede il testo attuale della bozza di Direttiva gas).

contenuto nella Direttiva sia che la limitazione al principio dell'ATR causato dai contratti ToP debba essere considerata l'eccezione anziché la regola.

La commissione concede la deroga (nell'ultima versione della Direttiva sulla base di un principio di silenzio-assenso a seguito di una richiesta formulata in tal senso dallo Stato membro) tenendo conto di una serie di elementi, tra cui assumono rilievo:

(1) le difficoltà finanziarie ed economiche incontrate dalla società importatrice di gas naturale nel caso di concessione di ATR;

(2) gli sforzi mostrati per trovare una soluzione al problema, tenuto conto anche del livello di interconnessione internazionale del sistema di gasdotti di quello Stato membro¹⁵⁰.

Quest'ultima considerazione riveste particolare importanza. In un sistema di reti di gasdotti europei perfettamente interconnesso, infatti, la società importatrice potrebbe far fronte ad una eventuale minore vendita sul proprio mercato nazionale, derivante dall'applicazione del principio di ATR, mediante l'esportazione in altri paesi del quantitativo eccedente di GN, che non è stato collocato sul proprio mercato nazionale. Così risulterebbe ridotto il rischio che l'apertura delle reti al transito del GN di terzi (cioè l'introduzione della *gas to gas competition*) possa arrecare seri problemi alla stabilità finanziaria delle società importatrici.

Ne consegue, dunque, che ogni misura volta a migliorare il grado di interconnessione delle reti europee, ad esempio il progetto Interconnector che collegherà l'Inghilterra con le reti del Nord Europa, tende ad aumentare il potenziale di successo (e di conseguenza ridurre i rischi) del processo di apertura alla concorrenza dei mercati nazionali.

Per quanto non dovrebbe essere tale da mettere a repentaglio l'intero processo di liberalizzazione del mercato europeo del GN, il principio in base al quale lo Stato membro può chiedere alla Commissione una deroga all'ATR, se ciò determina l'impossibilità per una impresa di importazione di rispettare gli obblighi ToP con i fornitori, denota una dose eccessiva di discrezionalità nel processo di implementazione della liberalizzazione. Ciò potrebbe, per lo meno nei primi anni e nei paesi come l'Italia che importano gran parte del GN consumato, nei fatti vanificare le stesse finalità della Direttiva.

Nel caso dell'Italia, ad esempio, Snam ha sottoscritto negli ultimi mesi nuovi contratti di importazione di GN, che dovrebbero consentirle di essere in grado di coprire tutta la nuova domanda. Al momento, tutti i gasdotti che collegano l'Italia con gli altri paesi europei (per non parlare del gasdotto algerino) sono strutture dedicate all'importazione di proprietà di Snam e realizzate per veicolare un quantitativo di GN assai vicino a quello relativo ai contratti in essere¹⁵¹.

Questa circostanza appare di per sé sufficiente a scoraggiare l'ingresso di nuovi operatori verticalmente integrati nelle fasi dell'importazione e del trasporto. Se, in aggiunta, il governo italiano chiedesse alla Commissione una deroga temporanea al riconoscimento del principio dell'ATR, nei casi in cui esso impedisse a Snam di rispettare i limiti minimi delle clausole ToP, ciò sarebbe sufficiente a scoraggiare anche forme di ingresso da parte di operatori nazionali od esteri non verticalmente integrati.

La deroga al principio dell'ATR nei casi di mancato rispetto delle clausole ToP, pertanto, dovrebbe essere applicata in maniera assai restrittiva da parte della Commissione. In particolare, essa dovrebbe essere riconosciuta solamente con riferimento ai contratti di importazione in essere al momento di entrata in vigore della direttiva e non ai nuovi contratti, i quali dovrebbero scontare il mutato contesto di riferimento relativo all'assetto del mercato europeo¹⁵².

¹⁵⁰ Rientra tra gli elementi di giudizio della Commissione anche la capacità dimostrata dalla società importatrice di prevedere eventuali problemi connessi al rispetto dell'obbligo di ATR, nel momento in cui sottoscrive un contratto caratterizzato da una clausola ToP.

¹⁵¹ Il metanodotto che veicola il GN olandese in Italia ha attualmente una capacità di circa 8 miliardi di metri cubi e quantità contrattate di 7 miliardi di mc, mentre quello russo ha capacità di 22 miliardi di mc e contratti pari a 20,5 miliardi di mc. Stime al 2010 vedrebbero il primo gasdotto aumentare la capacità a 16-18 miliardi di mc, a fronte di contratti per 16 (compresi i 6 derivanti dalla Norvegia) ed il secondo incrementare la capacità a 30 miliardi di mc ed i contratti a 28,5 miliardi (fonte: Rie).

¹⁵² Una soluzione al problema della deroga al principio dell'ATR a causa dei contratti ToP è caldeggiata da De Paoli (1997). Tale proposta prevede la possibilità di derogare all'ATR solo nel caso in cui chi richieda l'accesso alla rete acquisti GN dallo stesso

3.6 Prezzi e tariffe

La bozza di Direttiva prevede che, la quota dei mercati nazionali non aperti alla concorrenza e composta dai clienti vincolati ad essere serviti dal monopolista locale della distribuzione, *possa* essere sottoposta a tariffe regolamentate. Ciò avrebbe, in particolare, lo scopo di garantire il pari trattamento dei clienti interessati. Inoltre, viene stabilito il principio generale in base al quale l'impresa di distribuzione non deve operare discriminazioni tra utenti o categorie di utenti.

Il prezzo del GN acquistato dai clienti idonei dovrebbe, invece, riflettere le normali leggi della domanda ed offerta di mercato, in base ad un principio di costo della fornitura. In particolare, rispetto alla prassi comunemente adottata in molti paesi di agganciare il costo delle forniture industriali e termoelettriche del GN ai prezzi di derivati dal petrolio concorrenti (gasolio, GPL, ATZ, BTZ), l'orientamento implicito nella bozza di Direttiva è sicuramente quello di determinare il prezzo di queste forniture a seguito di una concorrenza *gas to gas*.

Attualmente in Italia circa il 40% dei consumi finali totali di GN relativo agli usi civili è sottoposto a metodologia tariffaria CIP. Il restante 60% dei consumi finali viene scambiato ai prezzi di vendita stabiliti sulla base delle contrattazioni decentrate tra Snam e le associazioni di categoria degli industriali e delle utenze termoelettriche. Con riferimento ai consumi intermedi, il prezzo a cui i distributori acquistano GN da Snam per poi rivenderlo alle utenze civili sulla base delle tariffe regolamentate deriva dalla contrattazione tra Snam e le stesse associazioni dei distributori.

L'approvazione della Direttiva sul gas in una formulazione simile all'attuale determinerebbe la necessità di rivedere alla radice l'esistente quadro tariffario italiano. Il chiaro riferimento alla parità di trattamento degli utenti vincolati ed al divieto, in capo al distributore, di effettuare discriminazioni tra categorie sembra essere, infatti, in aperto contrasto con l'attuale metodologia tariffaria CIP che, invece, discrimina gli utenti, con riferimento sia alla loro tipologia, sia alla loro localizzazione geografica.

Ove venisse recepita nell'ordinamento nazionale la linea contenuta nella bozza di Direttiva di non considerare clienti idonei le aziende di distribuzione quando acquistano GN per rivenderlo ai clienti vincolati, si confermerebbe la situazione attuale, caratterizzata dalla pratica mancanza di alternative a Snam (a parte le circoscritte aree in cui sono presenti Edison Gas e SGM). In questo caso, si dovrebbe dunque porre la questione circa la validità dell'attuale sistema, che prevede la determinazione del prezzo di acquisto del GN sulla base della contrattazione fra Snam e le società di distribuzione finale per usi civili.

L'analisi svolta nel terzo capitolo indica come l'attuale metodologia tariffaria applicata alle utenze civili finali sia tale da rendere i distributori sostanzialmente indifferenti alle variazioni del prezzo di cessione loro praticato da Snam. Snam è, dunque, libera di esercitare in pieno il suo potere di monopolio su questo prezzo. Si è anche affermato che lo scudo fiscale che protegge il GN rispetto agli altri combustibili comunemente utilizzati a fini civili amplifica questa indifferenza dei distributori alle variazioni del prezzo praticato da Snam.

Ne deriva, dunque che, al fine di evitare di sottoporre a regolamentazione anche il prezzo del GN venduto da Snam ai distributori, è necessario modificare il metodo di formazione delle tariffe praticate alle utenze vincolate, allo scopo tra l'altro di rendere i distributori stessi più sensibili alla propria *performance* d'efficienza e alle variazioni del proprio costo della fornitura, in modo da creare le premesse perché aumentino i vantaggi per i consumatori finali; eliminare le eccessive differenziazioni nei livelli di fiscalità che gravano sui vari prodotti utilizzati a fini residenziali.

fornitore con cui il proprietario delle rete abbia un contratto di importazione con clausola ToP (a meno che il fornitore non accetti di ridurre l'ammontare del ToP di un quantitativo pari al GN venduto a chi chiede l'accesso). In questo caso, si ridurrebbero le possibilità di comportamenti opportunistici da parte dei fornitori di GN relativi alla possibilità di vendere due volte lo stesso quantitativo di GN (una prima volta al cliente idoneo ed una seconda al trasportatore, sotto forma di quantitativo da pagare in ogni caso in base al ToP). Nei casi in cui, invece, chi richiede l'accesso acquisti il GN da un fornitore estero diverso da quelli con cui intrattiene rapporti il proprietario della rete, non si dovrebbe applicare la deroga all'ATR. Per quanto logicamente la proposta sia corretta, essa appare di scarsa efficacia se applicata al caso italiano. Snam, infatti, intrattiene al momento rapporti di fornitura con numerosi soggetti diversi (GasUnie, GazProm, Sonatrach, Norsk Idro), che molto probabilmente sarebbero fornitori di soggetti che volessero accedere al mercato libero del GN attraverso acquisti all'estero.

Infine, nella misura in cui saranno in grado di concludere autonomamente contratti di fornitura e di chiedere il vettoriamento del GN sulle reti esistenti, i consumatori industriali e termoelettrici pagheranno un prezzo del GN che si determinerà sulla base della concorrenza internazionale *gas to gas* e sul costo industriale della fornitura. Le piccole utenze industriali e termoelettriche, ancorché considerate idonee dalla proposta di direttiva, si potranno servire di distributori-intermediari, capaci di trovare le migliori occasioni di acquisto sui mercati internazionali.

La proposta di direttiva non affronta, invece, la questione delle piccole utenze industriali (da 200.000 ad un milione di metri cubi di consumo all'anno). Esse probabilmente non rientreranno nella definizione di clienti idonei, ma potrebbero essere assoggettate al regime di regolamentazione tariffaria previsto per il mercato vincolato del quale faranno parte.

Attualmente, in Italia gran parte di queste piccole utenze industriali, in genere situate nei centri abitati, paga le stesse tariffe della grande industria in base al meccanismo della «deroga» descritto nel terzo capitolo e previsto dall'accordo quadro Snam-associazioni dei distributori.

Qualora queste utenze rientrino nel mercato servito esclusivamente da Snam (ed in minima parte da Edison Gas e SGM), sembrano valere le considerazioni svolte poco sopra con riferimento alle aziende di distribuzione: o si pongono in essere misure di stimolo dell'*interfuel competition* anche attraverso opportune misure di armonizzazione fiscale, oppure sembrerebbe auspicabile far rientrare queste piccole utenze industriali all'interno di qualche forma di regolamentazione del prezzo di vendita¹⁵³. Un'altra soluzione al problema delle piccole utenze industriali potrebbe essere quella di ampliare la definizione di cliente idoneo, per comprendervi anche le utenze consorziate.

Riguardo all'ipotesi di regolamentazione del prezzo, si ricorda che già attualmente le micro-utenze industriali (con consumi compresi tra i 100 ed i 200.000 metri cubi l'anno) sono assoggettate alla metodologia tariffaria mediante l'applicazione della tariffa T4.

3.7 Unbundling delle imprese integrate

La separazione delle attività di trasporto, distribuzione e deposito contemplata dalla bozza di Direttiva per le imprese verticalmente integrate ha effetti esclusivamente contabili.

Le imprese integrate dovranno, infatti, tenere conti separati per ognuna di queste attività al fine di evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza. L'obbligo di trasparenza di questi conti è, tuttavia, solo nei confronti degli Stati membri o di qualsiasi Autorità competente in materia. In altri termini, nessun terzo o concorrente può accedere alla contabilità separata delle imprese, che forniscono unicamente informazioni contabili aggregate.

Questa limitazione agli obblighi di trasparenza delle imprese integrate è stata presa a seguito delle pressioni dei paesi importatori, che volevano impedire ai propri fornitori l'utilizzo di informazioni da considerare riservate, in particolare con riferimento all'ammontare dei costi di trasporto e di stoccaggio.

Particolarmente insoddisfacente da un punto di vista concorrenziale, in particolare se applicata a società quale, ad es., Eni Spa, appare la previsione contenuta nella bozza di Direttiva del 22 settembre 1997, in base alla quale *«integrated undertakings which produce both natural gas and oil from the same field are not obliged to separate natural gas from oil production accounts»*.

CAPITOLO 5. LA PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA NEL MERCATO DEL GAS NATURALE IN ITALIA

¹⁵³ Si consideri che la soluzione di mantenere in vigore l'attuale sistema di contrattazione fra Snam e le associazioni di categoria industriali solo per i piccoli utenti non qualificabili come clienti idonei accrescerebbe il potere negoziale di Snam. Infatti, verrebbe a mancare un sufficiente *countervailing power* rappresentato dai grandi consumatori industriali che rientrano a pieno titolo nella categoria dei clienti idonei.

Premessa

L'analisi contenuta nei precedenti capitoli sui caratteri economici e giuridici che contraddistinguono le varie fasi della filiera gasiera (produzione, importazione, trasporto, stoccaggio e distribuzione) permette di trarre alcune considerazioni conclusive.

L'esistenza di un monopolio di fatto nell'attività di importazione e trasporto del gas (Snam), di un quasi-monopolio in quella di estrazione del gas nazionale (Agip), di una posizione preminente in quella della distribuzione civile (Italgas), da parte di società integrate in un unico gruppo in via di privatizzazione (Eni), limita ad occasioni del tutto marginali le opportunità di scelta alternativa da parte della domanda finale di GN.

Per ogni singola fase della filiera è possibile individuare una serie di ostacoli alla promozione di una effettiva concorrenza nella vendita di GN in Italia. Alcuni di questi ostacoli derivano da fattori oggettivi legati alla presenza di norme vincolanti o a particolari configurazioni tecniche delle attività collegate al trasporto od alla vendita di GN; altri, invece, provengono da specifici comportamenti posti in essere dalle imprese. L'effetto combinato di questi fattori è la mancanza di concorrenza nella fase upstream dell'approvvigionamento.

Nei successivi paragrafi si sintetizzeranno le principali conclusioni dell'indagine conoscitiva in merito alla struttura del mercato italiano del GN ed alla posizione che vi riveste il gruppo Eni; si elencheranno i fattori ritenuti di ostacolo alla creazione di un mercato concorrenziale del GN; si suggeriranno, infine, gli interventi che l'Autorità ritiene utili per promuovere la concorrenza su tale mercato.

1. Caratteristiche del mercato nazionale

1.1 Struttura del mercato italiano del gas naturale e posizione del gruppo Eni

Eni spa, attraverso le proprie società controllate Agip spa, Snam spa ed Italgas spa, detiene posizioni di monopolio, quasi-monopolio o di forte dominanza in ciascuna fase della filiera gasiera.

1.1.1 Approvvigionamento: produzione ed importazione di gas naturale

Nella fase upstream della produzione, circa il 90% del GN prodotto sul territorio nazionale è di proprietà di Agip (che passerà direttamente in capo ad Eni, a seguito dell'incorporazione della prima in quest'ultima società). La restante produzione è controllata da una serie di piccoli operatori privati, il maggiore dei quali Edison Gas è l'unico integrato a valle nell'attività di trasporto e vendita tramite un sistema di reti di trasporto ad alta pressione di proprietà diretta o a mezzo di società partecipate (SGM). Tutti gli altri produttori nazionali di GN non dispongono di proprie infrastrutture di trasporto e possono solamente o rivendere il gas ai proprietari delle reti (cioè nella stragrande maggioranza dei casi a Snam), oppure chiedere ad essi il vettoriamento sulla base di quanto prevede l'articolo 12 della legge n. 9/1991, per i due usi consentiti (autoconsumo e vendita ad Enel ed alle società municipalizzate).

La posizione di quasi-monopolio di Eni nell'attività di produzione di GN deriva dal fatto che, per oltre quarant'anni, Eni ha potuto sfruttare i giacimenti dell'area del paese più ricca di idrocarburi (Pianura Padana e tratto di mare prospiciente) in regime di monopolio legale (art. 2 della legge n. 136/1953). Tale monopolio legale è stato abolito, a partire dal 1° gennaio 1997, in seguito all'approvazione del D. Lgs 625/96 che ha recepito la Direttiva 22/94/CE.

Snam acquista, in base ad un contratto di somministrazione di lungo periodo, tutto il GN prodotto da Agip sul territorio nazionale ed, inoltre, compra anche i quantitativi estratti da produttori privati che eccedono il gas che rientra negli utilizzi per i quali è consentito il vettoriamento ai sensi dell'articolo 12 della legge n. 9/1991 (cosiddetti «residui di vettoriamento»). Alcuni produttori privati (Elf, Fina e Petrex), azionisti insieme ad Edison Gas di SGM, vendono il proprio GN a quest'ultima società.

È possibile ordinare i prezzi a cui Snam acquista il GN di produzione nazionale in ordine decrescente sulla base della seguente scala: prezzo di vendita a Snam del GN prodotto in Italia da Agip (comprensivo degli oneri dei servizi di modulazione e stoccaggio); prezzo stabilito dagli accordi di somministrazione siglati da Snam con Assomineraria ed Unione Petrolifera, che regola gli acquisti dai produttori nazionali; prezzo dei cosiddetti residui di vettoriamiento.

L'intero quantitativo di GN importato dall'estero (oltre 36 miliardi di metri cubi nel 1996) viene acquistato da Snam in Olanda, Russia e Algeria e veicolato sul territorio nazionale attraverso tre gasdotti di importazione di sua proprietà. Il monopolio di Snam nell'attività di importazione di GN non deriva da alcuna norma di legge ma si è imposto nei fatti, grazie sia alle caratteristiche tipiche dell'attività di importazione, tra cui rientra la necessità di sottoscrivere contratti di lungo periodo (20/25 anni) contenenti clausole Take or Pay (ToP) particolarmente gravose e con controparti spesso rappresentate dagli stessi Stati produttori; sia all'esistenza dell'esclusiva a favore di Eni per l'attività di posa delle condotte in Valle Padana, sino al dicembre 1996.

Il prezzo effettivamente pagato da Snam per ogni singolo contratto di importazione è ritenuta una informazione riservata. Le elaborazioni effettuate nel primo capitolo su dati medi forniti da Snam e relativi all'intero costo di approvvigionamento sostenuto indicano come sussista una certa variabilità in tale indicatore, molto probabilmente frutto delle variazioni dei panieri di indicizzazione a cui sono agganciati i contratti di importazione.

Da un confronto tra la variabilità del costo di approvvigionamento e del ricavo medio di Snam nella vendita di GN nel periodo 1990/1996 emerge, inoltre, una tendenza del prezzo finale praticato da Snam ad assorbire, in maniera meno che proporzionale, le variazioni dei costi di approvvigionamento in caso di riduzione; ed in maniera più che proporzionale, in caso di aumento¹⁵⁴.

1.1.2 Trasporto

Alla fine del 1996 Snam risultava proprietaria di oltre 27 mila chilometri di gasdotti ad alta pressione che compongono la rete italiana primaria e secondaria di trasporto di GN¹⁵⁵ (pari a circa il 97% delle reti esistenti in Italia). Alla stessa data, Eni gestiva, inoltre, nove campi di stoccaggio (la stragrande maggioranza di quelli disponibili), dotati di una capacità di 28 miliardi di metri cubi annui. Snam effettua, inoltre, presso il proprio centro di spacciamento di San Donato Milanese, l'attività di bilanciamento dei flussi di domanda e di offerta di gas.

Eni ha beneficiato fino al 31° dicembre del 1996 di un regime di esclusiva riguardo alla posa delle condotte in Valle Padana (art. 2 della legge n. 136/1953), attività aperta ai soggetti terzi sul resto del territorio nazionale. Il regime di "pubblica utilità" attribuito ex lege alle opere di metanizzazione effettuate a qualsiasi titolo dal gruppo Eni gli ha, dunque, concesso sicuramente un cospicuo vantaggio competitivo rispetto ai concorrenti privati. Le uniche due società private che detengono una propria rete di gasdotti ad alta pressione sono Edison Gas e SGM (di cui la prima è il principale azionista).

1.1.3 Distribuzione e vendita

Alla posizione di assoluto predominio nella rete di gasdotti corrisponde in maniera speculare un monopolio di Snam nell'attività di distribuzione primaria di GN. Dei 56,4 miliardi di metri cubi di GN consumati in Italia nel 1996, Snam ne ha venduti 53,5 (pari al 95% del totale). Solamente in alcune aree limitate delle regioni Abruzzo, Molise, Lazio e Puglia in cui operano Edison Gas e SGM, pur vendendo oltre il 50% del GN consumato, Snam non detiene il monopolio della distribuzione primaria (utenze industriali, termoelettriche ed aziende di distribuzione).

I prezzi di cessione del GN vengono stabiliti sulla base di accordi quadro aventi validità sull'intero territorio nazionale, sottoscritti da Snam e dalle principali associazioni di categoria degli utenti¹⁵⁶ (o con gli utenti stessi nel

¹⁵⁴ Al riguardo si confrontino le tabelle 12 e 14 del capitolo 1.

¹⁵⁵ Per rete primaria si intende l'infrastruttura relativa al trasporto del GN dai luoghi di produzione o di importazione; per rete secondaria, invece, si intende l'insieme delle condotte che dalla rete primaria raggiunge i centri di consumo.

¹⁵⁶ Si tratta della Confindustria e di Confapi per la fornitura industriale, di Unapace e Federelettrica per la fornitura termoelettrica, di Anci, Anig, Federgasacqua e Assogas per la fornitura alle aziende di distribuzione.

caso di Enel). La pubblica amministrazione¹⁵⁷ ha svolto esclusivamente un'attività di sorveglianza, con riferimento alle modalità di fissazione di queste condizioni contrattuali. Le due società private che possiedono una propria rete di trasporto ad alta pressione, SGM ed Edison Gas, hanno applicato nei rapporti con la loro clientela le stesse condizioni contrattuali contenute negli accordi quadro sottoscritti da Snam¹⁵⁸.

Infine, la società Italgas Spa, controllata da Snam, detiene un numero di concessioni pari a circa un terzo dei Comuni attualmente metanizzati, mentre gli altri due terzi, pari a circa 760 aziende, sono più o meno suddivisi tra municipalizzate, società per azioni miste e gestioni in economia (43%) o imprese private in concessione (24%). I mercati della distribuzione secondaria di GN per gli usi civili presentano un profilo geografico in linea di massima coincidente con il territorio comunale¹⁵⁹. Le condizioni tariffarie per l'erogazione del servizio sono definite a livello comunale o, al massimo, intercomunale ("bacino tariffario"). Su tali mercati locali della distribuzione le maggiori imprese di distribuzione secondaria (Italgas, Camuzzi e le principali municipalizzate), quando si confrontano sull'intero territorio nazionale nella fase di assegnazione della concessione del servizio (in genere di durata ventennale e rinnovabile), contano su un effetto cumulato di volumi erogati, know how acquisito, reputazione tale da costituire un vantaggio competitivo apprezzabile nei confronti delle imprese con minori dimensioni e numero di concessioni.

1.2 L'integrazione nel gruppo Eni delle attività inerenti al gas naturale

Facilitata, sino al 1° gennaio 1997, dall'esistenza dei diritti di esclusiva per le attività di ricerca, prospezione, coltivazione e stoccaggio, nonché per la posa delle condotte nella Valle Padana e nel tratto di mare prospiciente, la natura verticalmente integrata del gruppo Eni ha, da un lato, sicuramente risposto all'obiettivo di accrescere l'efficienza interna delle varie fasi di attività e di ridurre i costi di transazione, internalizzando funzioni che in alternativa le singole società avrebbero dovuto acquistare a costi diversi sul mercato; dall'altro, ha disincentivato l'ingresso di soggetti diversi e di dimensioni più limitate¹⁶⁰. Questi ultimi, infatti, per potersi sviluppare avrebbero dovuto dipendere da Agip per l'approvvigionamento di GN. Non è un caso, dunque, che gli unici soggetti diversi da Eni presenti sul mercato del GN (Edison Gas e SGM) operino sulla base di proprie e limitate riserve di GN.

Al momento in cui si conclude questa indagine conoscitiva, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la fusione per incorporazione di Agip nella stessa Eni. L'incorporazione di Snam è stata per ora solo ventilata come ipotesi, in dichiarazioni ufficiali dei massimi vertici di Eni. In ogni caso, il progressivo accentramento delle varie distinte attività relative al GN, sinora separate in diverse società operative, è un esplicito obiettivo strategico di Eni¹⁶¹.

1.3 La privatizzazione di Eni

A seguito della vendita della terza tranche di azioni Eni a fine giugno 1997, la quota del capitale del gruppo pubblico energetico controllata dal Ministero Tesoro è scesa al 51%.

A legislazione invariata e nel caso in cui il Tesoro dovesse cedere la maggioranza delle azioni nel prossimo futuro, l'industria del gas italiana verrebbe a configurarsi come un monopolio privato non regolamentato, integrato verticalmente nelle attività di approvvigionamento (produzione ed importazione), trasporto e vendita di GN a mezzo rete di gasdotti ad alta pressione, presente, inoltre, in circa un terzo dei comuni metanizzati in qualità di concessionario del servizio di distribuzione civile di GN.

2. Ostacoli alla creazione di un mercato concorrenziale del gas naturale in Italia

¹⁵⁷ Rappresentata dal CIP sino al 1993, dal Ministero dell'Industria dal 1993 sino all'istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

¹⁵⁸ Nell'indagine si è dato conto di alcune eccezioni marginali a tale uniformità di condizioni risalenti ad Edison Gas e SGM.

¹⁵⁹ L'Autorità si è espressa in tal senso nei procedimenti A/115 (*Anim/Italgas*) e I/163 (*Gas-Int/Co.S.I.S.*).

¹⁶⁰ In altri termini, l'assetto verticalmente integrato di Eni ha scoraggiato ad esempio la diffusione di imprese puramente commerciali, dotate di reti di trasporto ad alta pressione ma prive di una propria disponibilità di GN.

¹⁶¹ Si veda, in proposito, il Prospetto informativo relativo all'Offerta Pubblica di Vendita di azioni ordinarie Eni del giugno 1997, pag. 24. Questi temi sono stati affrontati anche in una recente intervista dell'Amministratore Delegato di Eni («Il Sole-24 Ore», 3 ottobre 1997).

2.1 Approvvigionamento (produzione ed importazione) di gas naturale

Eni intende rafforzare ulteriormente la propria posizione sia nella produzione nazionale sia nell'importazione¹⁶², sebbene attraverso Agip controlli già il 90% del GN di produzione nazionale e, mediante Snam, detenga il monopolio di fatto delle importazioni.

2.1.1 Produzione nazionale di gas naturale

Nonostante il Decreto legislativo n. 625/1996 abbia eliminato le esclusive attribuite all'Eni dal 1953 in Val Padana e nel tratto di mare prospiciente, è stato mantenuto in capo ad Eni il diritto di riottenere le concessioni a salvaguardia dei diritti maturati in regime di esclusiva. Al riguardo, sulla base di informazioni assunte presso la Direzione competente del Ministero dell'Industria, risulta essere in corso la riattribuzione delle aree in precedenza sottoposte a riserva legale per le quali Eni ha già presentato richiesta.

L'eventualità di una integrale riattribuzione a Eni dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione e di stoccaggio a tutela dei diritti maturati durante il regime di esclusiva, ridurrebbe in maniera sostanziale la possibilità che la liberalizzazione dell'attività di produzione comporti una sostanziale modifica nella posizione relativa di Eni rispetto agli altri piccoli produttori nazionali di GN¹⁶³.

La fusione per incorporazione di Agip in Eni è un ulteriore elemento teso a rafforzare la posizione di Eni nell'attività di produzione.

In presenza di due società separate (Agip e Snam), sebbene tutte e due controllate interamente dallo stesso soggetto (Eni), infatti, Agip avrebbe potuto vendere GN anche a terzi operatori oltretutto a Snam. Tale possibilità è destinata a ridursi sostanzialmente dopo l'incorporazione di Agip in Eni¹⁶⁴.

2.1.2 Importazione di gas naturale ed attività pre-emptive di Snam

Il consumo nazionale di GN, dagli attuali 56,5 miliardi di metri cubi annui (ripartiti fra gli usi civili ed industriali in una quota analoga pari a circa il 40% e nel restante per gli usi termoelettrici), dovrebbe salire ad un valore medio intorno agli 85 miliardi di metri cubi nel 2005¹⁶⁵. Si prevede che la produzione nazionale di GN rimanga stabile nei prossimi anni intorno all'attuale valore di circa 20 miliardi di metri cubi annui, per poi incominciare a diminuire progressivamente a partire dal 2010.

Tutto l'incremento di domanda che si verrà a realizzare nei prossimi dieci anni, intorno ai 30 miliardi di metri cubi, nell'ipotesi che si verifichino le previsioni correnti, dovrà dunque essere soddisfatto da nuove importazioni. La dipendenza della domanda italiana di GN dalle importazioni dovrebbe di conseguenza passare nel prossimo decennio dall'attuale 64% a circa il 75%.

¹⁶² Nel richiamato Prospetto dell'Offerta Pubblica di Vendita delle azioni Eni del giugno 1997 si afferma che tra le linee strategiche individuate dall'Eni vi è «lo sviluppo integrato, attraverso la valorizzazione delle riserve, la diversificazione degli approvvigionamenti e il potenziamento delle infrastrutture di trasporto per soddisfare la forte crescita prevista della domanda in Italia e all'estero, facendo leva sulle competenze e sulle posizioni di leadership sviluppate» (pag. 22). Si veda, inoltre, la citata intervista a «Il Sole-24 Ore», 3 ottobre 1997.

¹⁶³ A meno di nuove scoperte di giacimenti di GN nell'area precedentemente sottoposta a riserva di legge o della rimozione degli ostacoli alla coltivazione dei giacimenti situati nell'Alto Adriatico.

¹⁶⁴ Tra gli obiettivi della fusione per incorporazione di Agip in Eni vi è, infatti, la ricerca della «maggiore efficacia nella conduzione delle attività, riducendo i livelli decisionali, accentuando l'operatività dell'upstream e rafforzando ulteriormente l'integrazione strategica ed operativa» (cfr. Prospetto citato, pag. 24). In particolare, la menzione della riduzione dei livelli decisionali indica come tale operazione elimini le possibilità di politiche di valorizzazione del GN nazionale diverse dalla vendita in esclusiva a Snam. Naturalmente, ove Eni decidesse l'incorporazione anche di Snam, tale effetto sarebbe ulteriormente rafforzato.

¹⁶⁵ Il Ministero dell'Industria e quello dell'Ambiente, in uno studio del 1996, prevedono per il 2005 un valore compreso tra gli 81 e gli 89 miliardi di metri cubi. Per il 2005, le tre componenti della domanda di GN italiana dovrebbero suddividersi egualmente un terzo ciascuna del mercato totale. La componente che dovrebbe crescere in proporzione rispetto alle altre due è, dunque, quella legata agli usi termoelettrici.

La strategia seguita da Eni, tramite Snam, ha come effetto di occupare preventivamente la nuova domanda di GN, sia attraverso il potenziamento delle infrastrutture di importazione esistenti, sia attraverso il perfezionamento di nuovi contratti di importazione e la costruzione di nuove infrastrutture dedicate.

La capacità massima di importazione di Snam, pari a 46,4 miliardi di metri cubi annui di GN registrata nel 1994, in virtù del potenziamento dei gasdotti russo ed algerino¹⁶⁶ dovrebbe crescere entro il 2000 ad un livello di 64,2 miliardi di metri cubi¹⁶⁷, pari a quasi tutta la quota di domanda prevista per il 2005 che dovrebbe essere soddisfatta con importazioni (intorno ai 65/66 miliardi di metri cubi annui)¹⁶⁸.

Se a ciò vengono sommati i nuovi investimenti che Snam ha realizzato nel corso dell'ultimo annuo rappresentati dall'incremento a fine 1996 della fornitura russa di GazProm per 8 miliardi di metri cubi annui; dalla sottoscrizione, nel gennaio 1997, di un contratto con la Norvegia per una fornitura di 6 miliardi di metri cubi annui, che prevede anche la realizzazione di un nuovo gasdotto di importazione; dal prolungamento e l'incremento del contratto sottoscritto con la società olandese Gasunie, in virtù del quale l'ammontare di GN importato dall'Olanda dovrebbe essere, a regime, pari a 10 miliardi di metri cubi annui; dall'accordo con la compagnia di stato libica (NOC) che prevede il completamento dei negoziati per la vendita di GN e la realizzazione, entro il 2000, di un nuovo gasdotto sottomarino, è possibile concludere che Snam ha potenzialmente a disposizione quantitativi di gas capaci di soddisfare ampiamente le previsioni più ottimistiche di crescita di domanda per il prossimo decennio.

Eni nel Prospetto informativo relativo all'Offerta Pubblica di Vendita di azioni del giugno 1997, d'altra parte, annuncia che «i contratti di importazione attualmente in essere, che hanno durata media residua di oltre 20 anni, assicureranno complessivamente circa 62 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale» (pag. 20).

2.1.3 Conseguenze del rafforzamento di Snam nell'approvvigionamento

In definitiva, le condizioni per consentire l'ingresso in Italia di nuovi soggetti verticalmente integrati nella fase upstream dell'approvvigionamento (come alternativa ad un ATR generalizzato), già di per sé critiche a causa della presenza di un soggetto forte integrato in tutte le fasi della filiera, appaiono ancora più difficili per:

(1) i limiti presenti nella normativa nazionale che ha recepito la direttiva 22/96/CE, che ha abolito il monopolio Eni nello sfruttamento della Val Padana (D. Lgs. 625/1996), in relazione all'effettivo sviluppo nell'attività di produzione di GN in Italia da parte di terzi;

(2) l'attività di saturazione preventiva della futura domanda da parte di Snam sia tramite il potenziamento delle strutture di importazione esistenti, sia a seguito della sottoscrizione di nuovi contratti di importazione.

Il rafforzamento della posizione di Snam nella fase di approvvigionamento, se si realizzasse nei termini descritti, sarebbe in grado di limitare sostanzialmente le possibilità di successo di qualsiasi processo di liberalizzazione ed apertura del mercato.

Oltre al riconoscimento del principio di ATR, che consenta il vettoriamento di GN ad usi commerciali, un requisito fondamentale affinché si crei una effettiva liberalizzazione del mercato e si determinino le condizioni di una gas to gas competition è rappresentato dalla presenza di una pluralità di soggetti potenziali offerenti di GN nel mercato a monte dell'approvvigionamento.

Inoltre, la possibilità che tra questi soggetti vi siano anche operatori stranieri dipende dalla probabilità con cui si potranno verificare due circostanze non direttamente (completamente) influenzabili dalla politica nazionale:

(1) una sempre maggiore interconnessione delle reti europee di gasdotti, tale da minimizzare la possibilità che si neghi l'accesso a GN proveniente dall'estero con la motivazione della mancanza di un'adeguata capacità di trasporto¹⁶⁹;

¹⁶⁶ Si tratta del raddoppiamento del gasdotto algerino e del potenziamento della capacità di pompaggio del gasdotto russo.

¹⁶⁷ Dati Ministero Industria e Ministero Ambiente (1996) e Rie.

¹⁶⁸ Nella ipotesi di domanda al 2005 intorno ad 85 miliardi di metri cubi e di una produzione nazionale stabile su 20 miliardi di metri cubi, il fabbisogno di importazioni sarebbe di circa 65 miliardi di metri cubi di GN.

¹⁶⁹ Nel precedente capitolo 4 si è visto come sia importante, al fine di garantire un effettivo funzionamento del mercato interno e prevenire comportamenti opportunistici dei monopolisti nazionali attivi nella fase dell'importazione, una sempre maggiore integrazione delle reti europee di trasporto ad alta pressione.

(2) una formulazione particolarmente restrittiva, che dovrebbe essere assicurata dalla Direttiva europea sul mercato interno del gas, circa la facoltà concessa agli Stati membri di derogare al principio dell'ATR, nel caso in cui esso sia ritenuto di ostacolo al rispetto degli obblighi derivanti alle imprese nazionali di gas naturale¹⁷⁰ e contenuti nei contratti ToP di importazione di GN.

Inoltre, il rafforzamento di Snam nell'attività di importazione e la maggiore integrazione verticale di Eni in quella della produzione interna (a seguito della incorporazione di Agip ed eventualmente di Snam) rendono in pratica assai remota la possibilità che altre imprese nazionali riescano a giocare un ruolo di effettivi concorrenti del gruppo pubblico nell'attività di approvvigionamento di GN.

A riprova di ciò si osservi che, nell'ultimo anno, Snam ha messo in atto sul mercato delle importazioni strategie di potenziamento delle forniture, con effetti tipici dell'attività pre-emptive, tra cui può essere annoverato il rallentamento delle attività collegate alla realizzazione del progetto di ingresso di Edison Gas nell'attività di importazione di GN tramite la joint venture Volta spa, progettata nel 1995 con GazProm.

A più di due anni dall'annuncio dell'inizio dello studio di fattibilità del progetto, che prevedeva la realizzazione di un secondo gasdotto di importazione dalla Russia, e terminate le attività di ingegneria interna, l'iniziativa sembrerebbe, infatti, avere incontrato un ostacolo nella indisponibilità del socio russo di procedere alla fornitura di GN in mancanza di una chiara indicazione da parte di Edison Gas del proprio mercato di sbocco.

A testimonianza di come, in ogni caso, un ostacolo alla creazione di una pluralità di approvvigionatori di GN in paesi importatori come l'Italia sia rappresentato dalla presenza, nei paesi produttori, di fornitori monopolisti, si osservi che, contestualmente alla realizzazione dello studio di fattibilità del progetto Volta con Edison Gas, GazProm ha sottoscritto nel dicembre 1996 un nuovo contratto di importazione con Snam per 8 miliardi di metri cubi annui.

Inoltre, è opinione dell'Autorità che anche l'annunciata operazione di creazione di una joint venture Enel-Eni sul mercato della generazione di energia elettrica (tenuto conto che Enel avrebbe dovuto essere, nei programmi originari, uno dei clienti principali di Volta) potrebbe ripercuotersi negativamente sulla realizzazione di quel progetto. L'accordo con Eni tende ad escludere, infatti, che Enel possa essere un cliente di GN anche della nuova impresa comune italo-russa.

2.2 Trasporto

In relazione alla fase di trasporto ad alta pressione di GN, l'indagine conoscitiva ha consentito di individuare una serie di vantaggi in favore di Eni, derivanti dalla normativa relativa alla costruzione di gasdotti, alla attribuzione di capacità di stoccaggio e alle modalità di accesso alla rete di trasmissione.

2.2.1 Mancanza di pari opportunità nella costruzione di gasdotti

La normativa relativa alla costruzione di condotte di trasporto di GN sul territorio nazionale non ha completamente eliminato un regime preferenziale riconosciuto storicamente ad Eni. Infatti, tutti i lavori necessari ad Eni e alle proprie società controllate per la posa in opera delle condotte sono dichiarati ex lege di pubblica utilità. Tale circostanza conferisce ad Eni una serie di vantaggi nella realizzazione delle infrastrutture, in particolare, grazie al notevole abbattimento dei tempi e dei costi connessi all'attività di espropriazione dei suoli privati su cui è previsto il passaggio delle condotte.

Il diverso trattamento previsto per le altre imprese comporta, nel caso di società concessionarie di attività di coltivazione di GN, il riconoscimento di un regime identico a quello attribuito ad Eni solo nell'ambito del perimetro della concessione o nel caso in cui sia previsto il trasporto di GN da un pozzo marittimo sulla terraferma. In entrambi i casi, dunque, in un ambito funzionale alle necessità di sfruttamento dell'attività di coltivazione. Nessuna

¹⁷⁰ In particolare, la deroga dovrebbe applicarsi solamente con riferimento ai contratti di importazione in essere al momento di entrata in vigore della direttiva e non ai nuovi contratti, i quali dovrebbero scontare il mutato contesto di riferimento relativo all'assetto del mercato europeo.

disposizione concerne invece la costruzione di infrastrutture da parte di imprese puramente commerciali che svolgano soltanto attività di importazione del GN.

Di conseguenza, qualsiasi soggetto che volesse fare il proprio ingresso sul mercato italiano della vendita del GN costruendo una propria rete di trasporto ad alta pressione e che, non disponendo di proprie risorse di GN, intendesse sottoscrivere contratti di importazione con fornitori esteri, non potrebbe vedersi riconosciuta la pubblica utilità ex lege delle infrastrutture necessarie allo svolgimento della propria attività. Tale disparità di trattamento costituisce sicuramente una barriera all'ingresso sul mercato.

2.2.2 Riallocazione della capacità di stoccaggio

La disponibilità di una adeguata capacità di stoccaggio è un elemento indispensabile per poter svolgere efficacemente l'attività di trasporto e vendita alle utenze finali, tenuto conto delle caratteristiche tecniche dell'industria del GN e dei tipici andamenti stagionali della domanda di GN. L'unica alternativa alla dotazione di una adeguata capacità di stoccaggio è, infatti, un congruo portafoglio di contratti di vendita interrompibili, del tipo di quelli sottoscritti da Snam con alcune utenze industriali e termoelettriche¹⁷¹.

Per gli stessi motivi esposti sopra in tema di produzione nazionale di GN, anche nell'attività di stoccaggio la liberalizzazione introdotta dal D. Lgs. 625/96, in recepimento della Direttiva 22/94/CE, non sembra essere pienamente in grado di riallocare l'attuale capacità esistente da Eni verso soggetti terzi.

La posizione di monopolio di Eni nell'attività di stoccaggio deriva, ovviamente, dalla riserva legale di cui ha goduto, sino al 1° gennaio 1997, nella Val Padana. La maggior parte dei campi di stoccaggio gestiti da Snam e da Agip, infatti, è localizzata nel territorio sottoposto a riserva dalla legge del 1953 istitutrice dell'Eni. Il D. Lgs. 625/1996, come avvenuto per l'attività di sfruttamento dei giacimenti, mantiene il diritto in capo ad Eni di ottenere la riattribuzione delle concessioni di stoccaggio a salvaguardia dei diritti acquisiti, riducendo così la diffusione di una pluralità di soggetti operanti in questo segmento di attività.

Nell'eventualità che vengano riattribuite ad Eni le concessioni sugli stoccaggi gestiti sino ad ora in regime di esclusiva legale, un'impresa che volesse accedere ad una qualche capacità di stoccaggio di GN dovrebbe fare ricorso alla norma prevista dall'articolo 13, comma 9, del D. Lgs. 625/1996. Essa prevede che il titolare della concessione può mettere a disposizione dei terzi la propria capacità di stoccaggio lasciata eventualmente inutilizzata, compatibilmente con il proprio programma di utilizzo delle riserve stoccate di GN.

Tenuto conto delle estreme difficoltà connesse alla misurazione dell'esatto grado di utilizzo della capacità di stoccaggio di un deposito, questa disposizione non sembra essere in grado di garantire ai terzi una adeguata chance per poter competere con Eni in un futuro mercato libero del trasporto e della vendita di GN.

La disciplina per il rilascio della concessione di stoccaggio introdotta dal D. Lgs. 625/1996, inoltre, è ancora troppo improntata ad un approccio minerario, in quanto lega la concessione di stoccaggio con l'attività di estrazione. In tal modo, viene impedito che un'impresa assente nella fase upstream della produzione, ma presente in quella a valle del trasporto e della distribuzione primaria, possa ottenere una concessione di stoccaggio. La norma, pertanto, non agevola la possibilità che si sviluppi un'attività meramente commerciale del GN e crea un ostacolo alla possibilità che si formino soggetti attivi esclusivamente nella fase a valle della filiera gasiera¹⁷².

2.2.3 Insufficiente disciplina per l'accesso alle reti e l'apertura del mercato

¹⁷¹ Si tratta delle utenze che possiedono impianti non vincolati all'utilizzo di un unico combustibile e che possono in breve tempo ed a costo zero passare da un combustibile ad un altro.

¹⁷² L'attività di stoccaggio è, infatti, funzionale al mantenimento in equilibrio dei flussi di offerta in presenza di oscillazioni stagionali e giornaliere della domanda. Dal momento che, per ovvi motivi legati allo sfruttamento razionale dei giacimenti, è impensabile che l'attività di estrazione sia influenzata dalle variazioni di breve periodo della domanda, l'attività di stoccaggio si colloca in una fase a valle di quella della produzione.

La normativa italiana vigente in tema di vettoriamento (articolo 12 della legge n. 9/1991) limita sia soggettivamente sia oggettivamente la possibilità di accedere alle reti esistenti¹⁷³. Infatti, solo i produttori nazionali possono accedere al vettoriamento, che è concesso esclusivamente nei casi di autoconsumo e di vendita ad Enel od alle società municipalizzate.

Nella formulazione attuale, pertanto, il diritto di vettoriamento del GN di terzi sulle reti esistenti è sottoposto a restrizioni tali da costituire un serio ostacolo alla possibilità che si crei un mercato nazionale concorrenziale della vendita di GN. La mancanza di un principio generalizzato di ATR anche per gli usi commerciali impedisce, infatti, che si sviluppi un sistema di incentivi adeguato allo sfruttamento intensivo, da parte dei produttori nazionali di GN diversi da Eni, delle proprie capacità di produzione.

Attualmente, i piccoli produttori di GN che non possiedono una propria rete di trasporto ad alta pressione (ad esempio British Gas RiMi Spa) producono, pertanto, quantitativi di GN per lo più tarati sugli utilizzi consentiti dal vettoriamento sulla rete Snam.

Inoltre, sulla base della normativa vigente, nei casi in cui i giacimenti siano sfruttati da una impresa comune, solo le società che rientrino nei requisiti previsti dall'articolo 12 della legge n. 9/1991 possono ottenere il vettoriamento del gas estratto. Gli altri soci, sprovvisti di tali requisiti, non potrebbero ottenere il vettoriamento del GN, pur partecipando alla stessa impresa comune, titolare dell'attività di estrazione.

Tali limitazioni sono state evidenziate dalla stessa Associazione Mineraria Italiana nel giugno 1997 a Snam, in occasione di una richiesta formale di revisione delle condizioni e dei principi generali regolanti il vettoriamento di GN in Italia. La richiesta, in particolare modo finalizzata all'allargamento delle opportunità di sfruttamento dei propri giacimenti da parte dei produttori privati e volta ad anticipare parzialmente i contenuti della Direttiva europea sul mercato del gas, non ha finora ricevuto una risposta positiva da parte di Snam.

2.3 Distribuzione e vendita

L'indagine conoscitiva ha consentito di individuare anche altri ostacoli alla creazione di un mercato concorrenziale del GN, riferibili alla fase finale della distribuzione e vendita alle varie utenze finali ed intermedie.

2.3.1 Distorsioni fiscali

Il regime fiscale del GN si differenzia in ragione sia dei diversi utilizzi del gas, sia della diversa localizzazione geografica dei punti di consumo. Inoltre, differenze nei livelli delle rispettive aliquote fiscali introducono distinzioni tra il regime di imposta gravante sul GN e quelli relativi agli altri prodotti energetici concorrenti negli usi industriali, termoelettrici e civili (gasolio, GPL, ATZ, BTZ).

La differenziazione relativa alla localizzazione geografica della domanda discrimina l'accisa tra aree a maggior consumo situate nel Nord Italia ed aree a minor consumo collocate nel Mezzogiorno¹⁷⁴. La differenziazione nei regimi di imposta relativi ai vari utilizzi del GN prevede che l'accisa a cui è sottoposto il consumo di GN cresca, progressivamente, dagli utilizzi per autotrazione a quelli per usi civili.

La presenza di una articolata disciplina fiscale che distingue tra i diversi utilizzi del GN è il motivo per cui, nei vari accordi-quadro sottoscritti da Snam con le associazioni di categoria dei venditori, è espressamente stabilito un divieto di rivendita del GN acquistato dalla Snam.

¹⁷³ Il citato articolo 12 della legge n. 9/1991 individua un chiaro obbligo in capo alle società proprietarie dei gasdotti di concedere l'accesso nei casi previsti. In tal senso sembrerebbe ovvio che le tariffe di vettoriamento fossero stabilite da una autorità amministrativa di controllo. Nei fatti, invece, le tariffe di interconnessione sulle reti di gasdotti sono determinate sulla base di trattative e accordi trilaterali tra Snam, Assomineraria ed Unione Petrolifera, secondo uno schema tipico dell'ATR negoziato, a cui si conformano, nei loro rapporti con i terzi, anche Edison Gas e SGM. Il prezzo per il servizio di vettoriamento è fissato sulla base di una indicazione della distanza tra il punto di immissione e quello di consegna del GN.

¹⁷⁴ Cfr. il capitolo 2, per una descrizione puntuale dei valori di tali accise.

Questo divieto, motivato dalla necessità di evitare elusioni alla disciplina fiscale, nei fatti rappresenta un ostacolo alla diffusione di attività di impresa circoscritta alla semplice intermediazione del GN, che potrebbe essere invece giustificata dalla possibilità di sfruttare le opportunità di arbitraggio tra i vari livelli di prezzo di vendita del GN alle varie tipologie di utenza. A rendere ulteriormente difficile l'attività di intermediazione nel mercato della vendita finale di GN contribuisce anche l'obbligo, in capo al venditore finale di GN, di fungere da sostituto d'imposta per conto dell'erario¹⁷⁵.

L'accisa, per un dato utilizzo del GN, è tanto più alta quanto maggiore è il differenziale a favore del GN tra il proprio regime d'imposta e quello gravante sul combustibile alternativo. Ad esempio, l'utilizzo di GN con la maggiore tassazione (riscaldamento civile) è anche quello in cui si registra il maggior differenziale tra l'imposta totale gravante sul GN e quella gravante sul combustibile concorrente (gasolio)¹⁷⁶.

Tale relazione consente di effettuare una discriminazione fiscale tra i vari utilizzi di GN sulla base delle relative elasticità della domanda al prezzo, senza pregiudicare la competitività fiscale assoluta del GN rispetto agli altri combustibili, cioè preservando lo scudo fiscale di cui il GN usufruisce rispetto ad essi.

Tale scudo fiscale, creato dal differenziale nel valore delle accise gravanti sul GN rispetto a quelle dei prodotti energetici concorrenti¹⁷⁷, altera, infatti, in modo sostanziale la cosiddetta concorrenza interfuel, determinando una preferibilità del GN rispetto ad altri combustibili sulla base del semplice confronto dei diversi regimi di imposta.

Tra le motivazioni sottese a tale utilizzo differenziato della leva fiscale si registrano quelle di favorire la penetrazione e la diffusione del GN, soprattutto in considerazione del fatto che, sino a circa dieci anni fa, una notevole percentuale dei consumi totali era soddisfatta con produzione nazionale¹⁷⁸; e di assicurare il minor impatto ambientale del GN rispetto ad altre fonti energetiche e le conseguenti minori externalità negative derivanti dal suo utilizzo¹⁷⁹.

¹⁷⁵ I problemi inerenti alle difficoltà collegate alla creazione di nuove figure di intermediari della vendita di GN sono stati affrontati dall'Autorità di recente (cfr. il provvedimento relativo al caso A/110, *Consorzio per il nucleo di industrializzazione di Campobasso e Boiano/SGM*). In quella decisione, l'Autorità ha stabilito che l'attuale quadro normativo non impedisce che tra il fornitore di GN e il proprio cliente (o una pluralità di clienti consorziati) si frapponga un intermediario che riesca a sfruttare le economie di scala derivanti dall'attività di acquisto centralizzato a vantaggio delle stesse utenze servite. Tale impresa, rispetto all'attuale figura del distributore che rifornisce «in deroga» utenze industriali deve, tuttavia, assumersi in prima persona il rischio imprenditoriale della propria attività, nonché il ruolo di sostituto di imposta previsto dalla attuale legislazione fiscale. Naturalmente, ove venisse esteso anche agli usi commerciali il principio dell'ATR, il ruolo dell'intermediario acquisterebbe un maggiore stimolo, nella misura in cui gli venisse concesso di acquistare il gas dal migliore offerente.

¹⁷⁶ Cfr. i dati riportati nella tabella 24 del capitolo 2.

¹⁷⁷ Cfr. ancora la tabella citata alla nota precedente.

¹⁷⁸ Tale obiettivo, alla luce dell'attuale assetto del mercato nazionale e della sempre maggiore importanza assunta dalle importazioni, non appare più prioritario. Inoltre, essendo sostanzialmente completato il processo di metanizzazione del territorio, esso non sembra più giustificato negli ampi termini previsti dall'attuale disciplina fiscale.

¹⁷⁹ Con riferimento al mercato del riscaldamento domestico, tuttavia, l'immissione sul mercato di gasoli a minor contenuto di zolfo tende a ridurre la differenza, in termini di impatto ambientale, con il GN e, di conseguenza, a rendere meno giustificata la presenza di un sostanziale differenziale tra i regimi di imposta gravanti sui due combustibili.

2.3.2 Prezzi praticati da Snam alle utenze finali industriali e termoelettriche

Snam, sulla base degli accordi-quadro sottoscritti con le associazioni degli utilizzatori, pratica prezzi diversi di cessione del GN a seconda della classe di appartenenza degli utilizzatori.

L'andamento della componente variabile di tali prezzi è indicizzato ad una combinazione lineare dei prezzi dei prodotti petroliferi concorrenti per ciascun tipo di utilizzo (olio combustibile, BTZ, ATZ, gasolio, GPL).

In questo contesto, l'esistenza dello scudo fiscale a protezione del GN consente ad Eni (Snam) di fissare i parametri a cui indicizzare il prezzo del GN, potendo discriminare tra le categorie di utilizzatori finali (forniture industriali continue ed interrompibili, forniture termoelettriche) ed appropriarsi, in virtù della posizione di monopolista di fatto ricoperta da Snam, della rendita derivante dal vantaggio fiscale assicurato al GN rispetto ai prodotti concorrenti.

2.3.3 Prezzi praticati da Snam alle aziende di distribuzione

Il prezzo di cessione del GN da Snam alle aziende di distribuzione civile stabilito dagli accordi sottoscritti con Anci, Anig, Federgasacqua e Assogas è più elevato di quello pagato dalle utenze industriali e termoelettriche¹⁸⁰.

La componente variabile del prezzo è indicizzata al gasolio, il combustibile concorrente del GN per gli usi residenziali. In tal senso, come avviene per gli altri tipi di utenze, grazie alla sua posizione di monopolista nella vendita di GN, Snam riesce ad appropriarsi della rendita derivante dal vantaggio fiscale del GN rispetto al gasolio, quando fissa il livello di prezzo da praticare alle aziende di distribuzione.

Un'altra possibile fonte di distorsione di una più corretta interfuel competition proviene dalla presenza in posizione di assoluto rilievo del gruppo Eni anche sul mercato nazionale della commercializzazione del gasolio da riscaldamento (attraverso Agip Petroli). L'indicizzazione semestrale (DM 13 marzo 1997) al prezzo Sif-Siva del gasolio da riscaldamento della quota proporzionale del prezzo del GN pagato dai distributori finali¹⁸¹ potrebbe consentire, infatti, ad una impresa contemporaneamente presente in posizione di rilievo su entrambi i mercati di influenzare l'offerta di gasolio in modo da produrre un effetto diretto anche sul prezzo del GN.

L'esistenza dello scudo fiscale a protezione del GN rispetto al gasolio è, inoltre, insieme alla particolare struttura della metodologia di fissazione delle tariffe civili stabilita a suo tempo dal CIP e tuttora in vigore, uno degli elementi che ha indotto negli anni i distributori civili a recepire passivamente qualsiasi aumento nel prezzo richiesto da Snam per il proprio GN.

Da questo punto di vista, dunque, lo scudo fiscale opera nella direzione di rendere a Snam più agevole l'esercizio del proprio potere di monopolio sui distributori e, in ultima analisi, vista la possibilità loro concessa di ribaltare l'intera quota della materia prima sulle tariffe, sui consumatori finali.

2.3.4 Prezzi praticati dai distributori all'utenza finale domestica

L'analisi svolta nel corso dell'indagine conoscitiva ha anche consentito di individuare alcuni aspetti critici legati al meccanismo di determinazione delle tariffe regolamentate praticate alle utenze civili. In particolare ci si riferisce al fatto che le tariffe discriminano sia tra distributori che operano in ambiti diversi, sia tra diverse tipologie di utenti all'interno dello stesso esercizio di distribuzione; oltre all'elevata dipendenza delle tariffe dalle variazioni del prezzo della materia prima praticato da Snam.

¹⁸⁰ Un motivo di ordine tecnico per questa circostanza è che la fornitura alle aziende di distribuzione non ha le caratteristiche di continuità ed efficienza che caratterizzano le forniture industriali e, soprattutto, termoelettriche.

¹⁸¹ Si ricorda che l'indicizzazione è parziale; per ogni lira al kg di aumento del prezzo del gasolio da riscaldamento il prezzo del gas aumenta di 0,5869 lire al metro cubo,

Relativamente al primo aspetto, si osserva in via preliminare come sembra esservi un ampio consenso in ambito comunitario sul principio generale in base al quale l'impresa di distribuzione non deve operare discriminazioni tra utenti o categorie di utenti.

La discriminazione tra distributori deriva dal ruolo centrale assunto nell'attuale metodologia tariffaria dalla variabile K (consumo medio per utente). La componente variabile del prezzo pagato dai distributori a Snam cresce, infatti, in maniera diretta al crescere dei valori di K dei vari distributori (cosiddetto sventagliamento), determinando un prezzo della materia prima più basso per i distributori che erogano minori quantità di GN. Tale effetto di sventagliamento dei prezzi risponde a fini perequativi, in quanto tende a ridurre la maggiore incidenza dei costi fissi di gestione sugli esercizi che erogano minori quantità di GN.

Con riferimento alla differenziazione tra categorie di utenti, il meccanismo di determinazione delle tariffe descritto nel terzo capitolo sembra consentire sovvenzionamenti incrociati tra tipologie di utenza, in ragione del ruolo del GN rispetto ai principali combustibili concorrenti. In altri termini, in Comuni dove predomina il riscaldamento autonomo, sulla base dell'attuale metodologia tariffaria e al netto del vantaggio derivante dallo scudo fiscale, il distributore potrebbe stabilire di tenere bassa la tariffa T2 in modo da far concorrenza al GPL (principale concorrente nel riscaldamento autonomo) a danno dei consumatori cui viene applicata la tariffa T3. E viceversa, nel caso in cui il distributore operi in un Comune dove predomina la tipologia di riscaldamento centralizzato, in cui il GN è in diretta concorrenza con il gasolio.

Forme di discriminazione tra tipologie di utenza sono rese possibili anche dal meccanismo che prevede la determinazione del valore delle tariffe sulla base del peso percentuale di una particolare tipologia tariffaria sul totale degli utenti, ipotizzando che i maggiori consumi sono caratterizzati da una bassa elasticità della domanda alle variazioni del prezzo finale, una volta scelto il GN quale mezzo di riscaldamento.

2.3.5 Prezzi praticati a diverse tipologie di utenza

Infine, sempre con riferimento alla differenziazione tra diverse tipologie di consumatori, si segnala l'esistenza di evidenti discriminazioni tra utenze che presentano livelli pari di consumo ma che appartengono a categorie produttive diverse¹⁸².

Con riferimento al secondo elemento critico, l'indagine conoscitiva ha indicato come qualsiasi incremento imposto da Snam al prezzo di cessione del GN alle aziende di distribuzione si ripercuota perfettamente sulla componente Qm (quota materia prima) che pesava, nel 1996, per il 64% del totale del costo standard di una impresa distributrice italiana.

Tale automatico adeguamento degli incrementi della "quota materia prima" determina, insieme all'effetto distorsivo del differenziale fiscale evidenziato in precedenza, una sostanziale indifferenza del distributore alle variazioni del prezzo praticato da Snam ed impedisce che, soprattutto in sede di rinnovo degli accordi Snam-Anci-Federgasacqua-Anig-Assogas, si creino posizioni di conflitto di interesse tra venditore monopolista e compratori capaci di arrecare beneficio, in termini di minori costi, a valle ai consumatori finali

3. Interventi necessari a promuovere la concorrenza nel mercato italiano del gas naturale

La mancanza di condizioni concorrenziali nella fase upstream dell'approvvigionamento rappresenta la principale distorsione che caratterizza il mercato italiano del GN. A parte quantità trascurabili di GN nazionale prodotto da terzi, l'unico soggetto che importa, produce e vende GN in Italia è, infatti, Eni (attraverso Snam e Agip).

A causa degli stretti legami verticali tra le varie fasi che compongono la filiera del gas, pertanto, la rimozione degli ostacoli alla concorrenza collocati a valle rispetto all'attività di approvvigionamento non è in grado di produrre da sola effetti benefici se non è accompagnata da:

¹⁸² Si consideri, ad es. un ipermercato che utilizzi il GN per far funzionare la «catena del freddo» e che, nonostante consumi più di 200.000 metri cubi all'anno, non essendo riconosciuta come utenza industriale, non può accedere né alla deroga (ed in questo caso alla più conveniente tariffa Snam/Confindustria), né alla tariffa T4, ma deve invece pagare la più alta tariffa T3.

(1) una reale possibilità di scelta tra diversi fornitori di gas, di dimensioni comparabili (cosiddetta gas to gas competition);

(2) un aumento della pressione concorrenziale esercitata dall'offerta di altri combustibili sui comportamenti dei fornitori di gas (cosiddetta interfuel competition).

In tale prospettiva, è possibile individuare gli interventi che sarebbero in grado di rendere più concorrenziale il mercato della vendita di GN

3.1 Concorrenza «gas to gas»

La promozione di una reale concorrenza tra diversi fornitori di gas presuppone una serie di interventi articolati su tutte le fasi della filiera gasiera.

3.1.1 Approvvigionamento

L'indagine ha evidenziato come Snam abbia portato a termine un potenziamento delle infrastrutture di importazione esistenti e sottoscritto nuovi contratti di fornitura che garantiranno la disponibilità di quantità di GN tali da soddisfare interamente la più ottimistica previsione di domanda del prossimo decennio.

Inoltre, con riferimento alla produzione nazionale, il processo di liberalizzazione delle attività estrattive nelle zone in precedenza sottoposte a riserva (attraverso il D. Lgs. 625/1996), ancorché nel 1996 nell'area ex Eni sia stato prodotto poco più del 10% del GN nazionale, nella misura in cui tutela i diritti acquisiti di Eni appare insufficiente a modificare in maniera sostanziale il vantaggio relativo detenuto da Eni in quella zona rispetto agli altri produttori.

Infine, l'incorporazione di Agip in Eni, operativa a partire dal 1° gennaio 1998, è sicuramente un fattore capace di rafforzare ulteriormente l'integrazione strategica del gruppo rendendo, in particolare, ancora più difficile che in passato la possibilità che Agip venda GN anche a soggetti terzi oltreché a Snam.

In tale contesto, pertanto, l'obiettivo di creare una concorrenza «gas to gas», raggiungibile attraverso opportune modifiche normative che rendano possibile l'accesso dei terzi alle reti esistenti, è perseguibile esclusivamente se preceduto da una ridefinizione dell'attuale assetto verticalmente integrato del gruppo Eni nelle fasi della produzione, dell'importazione, del trasporto, dello stoccaggio ed, infine, della distribuzione primaria.

Da questo punto di vista, l'Autorità ritiene che il monopolio di fatto detenuto da Snam nel settore dell'importazione e della distribuzione primaria non possa coesistere con la presenza della stessa società anche nell'attività di trasporto, stoccaggio e dispacciamento di GN.

Pertanto, le attività di importazione e di distribuzione primaria da un lato, e quelle di trasporto, stoccaggio e dispacciamento dall'altro, dovrebbero essere svolte da soggetti giuridicamente distinti. Tale misura, associata all'introduzione dell'ATR anche a fini commerciali, determinerebbe la possibilità per le imprese concorrenti di contendere le utenze sinora servite da Snam in regime di monopolio di fatto.

I vantaggi di tipo concorrenziale derivanti da questa modifica nell'assetto della struttura integrata del gruppo Eni sono molteplici.

In primo luogo, collocandosi in una posizione di separazione e indipendenza rispetto alla società attiva nell'approvvigionamento e nella distribuzione primaria, il gestore della rete e delle attività di stoccaggio e modulazione sarebbe adeguatamente incentivato a fornire i propri servizi, a condizioni eque e non discriminatorie (sottoposte a forme di controllo di tipo regolamentare), ad eventuali nuovi concorrenti (nazionali e/o esteri), operanti esclusivamente nella fase di distribuzione commerciale, i quali potrebbero avvalersi dell'ATR per svolgere la propria attività e per servire i clienti idonei a ricercare le migliori opportunità di fornitura.

Inoltre, solo nell'ipotesi di una separazione verticale della società Snam secondo le modalità descritte si potrebbe attenuare l'effetto di saturazione della capacità di trasporto installata sul territorio nazionale esercitato dai

nuovi contratti di importazione sottoscritti da Snam nel periodo 1996/1997, riducendone, allo stesso tempo, le conseguenze pre-emptive sulla domanda di GN che si verrebbe a realizzare nei prossimi anni. Snam, infatti, dovrebbe, al pari di altri eventuali operatori presenti nel settore dell'approvvigionamento e vendita, negoziare con il gestore della rete il diritto di passaggio.

Infine, a giudizio dell'Autorità l'assetto suggerito garantirebbe una maggiore trasparenza delle condizioni di vendita del GN praticate dall'attuale monopolista ed impedirebbe la formazione di ingiustificati livelli di mark-up, incorporati da un medesimo soggetto nei vari prezzi che caratterizzano la vendita di GN alle varie categorie di consumatori. La possibilità per Snam di esercitare nei confronti degli utenti finali il proprio potere di mercato è, infatti, attualmente derivata dalla coincidenza degli interessi che si sommano in capo alla medesima impresa, monopolista di fatto nell'approvvigionamento estero e quasi-monopolista in quello nazionale e, contemporaneamente, detentrica della quasi totalità della rete di trasporto e distribuzione primaria di GN in Italia.

3.1.2 Trasporto

La promozione di una concorrenza tra gas attraverso interventi che incidano nella fase del trasporto ad alta pressione deve necessariamente contemplare sia il caso di ingressi di nuovi operatori verticalmente integrati, sia lo sviluppo di soggetti puramente commerciali.

Con riferimento alla prima modalità, preso atto della intrinseca difficoltà incontrata finora da progetti di ingresso verticalmente integrato nella fase delle importazioni (come quelli progettati da Edison Gas), si dovrebbe incentivare la possibilità che i produttori di GN nazionale realizzino reti di trasporto per lo sfruttamento commerciale del proprio gas.

Da questo punto di vista, diventa essenziale, con opportune correzioni della normativa esistente, estendere nei loro confronti il regime di pubblica utilità ex lege delle opere di realizzazione delle infrastrutture di trasporto di cui attualmente gode solamente Eni, anche al di fuori del perimetro della concessione.

Al fine di agevolare la diffusione di soggetti non integrati verticalmente nella fase del trasporto è necessario introdurre nel nostro ordinamento un principio di ATR generalizzato anche agli utilizzi commerciali sulla base di tariffe di vettoriamiento stabilite con criteri di equità e non discriminazione dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas¹⁸³; promuovere la presenza (secondo le modalità evidenziate nel paragrafo precedente) di un soggetto possessore della rete la cui unica attività sia quella di fornire a terzi i servizi di trasporto, modulazione e stoccaggio.

Il principio di ATR (regolamentato e/o negoziato¹⁸⁴) dovrebbe essere introdotto, nelle legislazioni dei vari Paesi membri, a seguito dell'approvazione della direttiva comunitaria sul mercato interno del gas.

Nel nostro paese si aprono, dunque, due alternative: anticipare il dettato normativo comunitario, introducendo autonomamente nel proprio ordinamento un principio di ATR generalizzato sulle reti esistenti; oppure attendere l'approvazione della direttiva ed introdurre l'ATR a seguito del suo recepimento nell'ordinamento nazionale.

La prima opzione risulta facilmente perseguibile in quanto l'Italia, a differenza di altri Paesi europei, ha già una norma nazionale che prevede un, sia pur limitato, diritto di accesso dei terzi alle reti esistenti e che può, pertanto, essere esteso nella direzione opportuna (art. 12 della legge n. 9/1991). Inoltre, non è necessario procedere all'individuazione di categorie di clienti idonei, in mancanza di qualsiasi norma di legge che riservi a Snam la fornitura esclusiva di GN ai clienti industriali, termoelettrici ed alle aziende di distribuzione¹⁸⁵.

¹⁸³ In questo caso si dovrà decidere se estendere l'ATR a tutte le reti esistenti, cioè anche a quelle d'importazione che convogliano il GN dall'estero in Italia, oppure limitarlo solo alle condotte nazionali.

¹⁸⁴ Come si è argomentato nel capitolo 4, l'attuale compromesso sulla bozza di Direttiva prevede, anche nel caso di ATR negoziato, l'obbligo per le società di gas naturale di pubblicare una forchetta di prezzi da applicare agli accordi di vettoriamiento. Ciò nei fatti determina una sostanziale identità tra i due tipi di ATR.

¹⁸⁵ Come si è descritto nel capitolo 3, infatti, le limitazioni quantitative ai diversi regimi di fornitura derivano da accordi bilaterali tra Snam e le associazioni di categoria degli utenti. L'unica normativa che, sulla base delle quantità consumate, individua il regime di fornitura è un provvedimento del CIP (22/1987), poi recepito nei vari accordi quadro Snam-Federgasacqua/Anig ed Assogas. Esso prevede che le utenze ospedaliere e di cogenerazione per impianti di teleriscaldamento

Nella proposta di Direttiva comunitaria attualmente in discussione le uniche valide giustificazioni al rifiuto di concedere l'ATR da parte della società che possiede la rete di trasporto sono da ritenere:

(1) una comprovata mancanza di capacità di trasporto sulla rete. In questo caso sono previsti specifici accordi tra chi richiede l'accesso alla rete e la società di trasporto, finalizzati all'ampliamento delle stazioni di compressione e della capacità di pompaggio dell'infrastruttura a carico del primo possono risolvere i problemi;

(2) l'impossibilità di rispettare gli obblighi di servizio pubblico eventualmente imposti dagli Stati membri;

(3) gli impegni di acquisto assunti sulla base di contratti ToP in essere al momento di introduzione del principio dell'ATR nell'ordinamento nazionale, e che, in virtù di oggettive carenze di capacità di interconnessione della rete nazionale con quella internazionale, impediscano di convogliare all'estero le quantità di GN invendute all'interno a causa della richiesta di ATR. In questo caso, si dovrebbero escludere come motivo di rifiuto i vincoli ToP dati da contratti di importazione sottoscritti successivamente all'introduzione dell'ATR.

È evidente, tuttavia, come tali limitazioni siano destinate ad assumere un diverso (e più contenuto) significato in un contesto, quale quello proposto, di separazione verticale della società Snam in due distinti soggetti giuridici, l'uno attivo nell'importazione e nella distribuzione primaria di GN; l'altro presente nella fasi del trasporto, dello stoccaggio e del dispacciamento.

3.1.3 Distribuzione e vendita

Lo schema contenuto nella proposta di Direttiva europea attualmente in discussione prevede che, al fine di rendere effettiva l'apertura del mercato, l'ATR dovrà essere accompagnato dall'individuazione di categorie di clienti idonei, che potranno acquistare il GN anche da un fornitore che non è proprietario della rete di trasporto a cui sono collegati.

Tutti i consumatori primari di GN (industrie, produttori di elettricità, aziende di distribuzione) che acquistano il gas da Snam sono teoricamente assimilabili ai clienti idonei e liberi di potersi rivolgere a qualsiasi altro venditore possessa una propria rete di trasporto. Nei fatti, a parte rare eccezioni nelle regioni in cui operano Edison Gas e SGM, Snam detiene il monopolio nell'attività di distribuzione primaria.

Gli unici consumatori italiani ad essere vincolati nell'acquisto di GN da un regime di esclusiva sono, dunque, gli utenti finali civili. Questi, tuttavia, non si riforniscono direttamente da Snam ma acquistano il GN dall'impresa, a sua volta cliente di Snam, che svolge il servizio di distribuzione secondaria sul territorio comunale di residenza in quanto ente strumentale del Comune o perché titolare della concessione.

Tali circostanze fanno emergere un risultato paradossale, conseguente all'approvazione di una Direttiva europea in materia di gas, secondo l'impostazione contenuta nell'ultima versione della bozza in discussione: qualsiasi riconoscimento di un'area di mercato libera di rifornirsi e formata da clienti idonei (a cui dovrebbe corrispondere, specularmente, un'area di mercato vincolato), comporterebbe in Italia l'introduzione di una rigida segmentazione della domanda che, attualmente, non esiste fra gli stessi clienti di Snam.

Ove si creasse, per lo meno in un primo momento, una categoria assai ristretta di clienti idonei, il resto della domanda non rientrante nella soglia di idoneità (compresi tutti quei piccoli e medi consumatori industriali che attualmente sono in teoria liberi di scegliere da chi rifornirsi) sarebbe, infatti, vincolato ad un unico fornitore che nella stragrande maggioranza dei casi non potrebbe non essere Snam.

Al fine di ovviare a questo rischio, si ritiene che la soluzione più adatta al contesto istituzionale italiano sia, pertanto, quella di individuare, piuttosto che un insieme ristretto di clienti idonei, un ambito ben specificato di utenti vincolati, riconoscendo libertà di iniziativa in tutto il resto del mercato.

Il mercato vincolato potrebbe essere composto dall'insieme di micro-utenze residenziali comprendenti gli usi civili (cucina, acqua calda, riscaldamento). Questo mercato vincolato richiederebbe una opportuna

con consumi superiori ai 300.000 metri cubi annui e quelle industriali con consumi superiori ai 200.000 metri cubi annui, insediate all'interno di un territorio urbano oggetto di una concessione per il servizio di distribuzione civile di GN, non rientrano nel calcolo della tariffa civile (Metodo) ma sono serviti dai distributori «in deroga» all'accordo Snam/Confindustria.

regolamentazione. Si potrebbero stabilire, al riguardo, obblighi di servizio pubblico sia a carico dei distributori nei confronti dei consumatori finali, sia a carico dei fornitori (Snam ed, in proporzione, Edison Gas e SGM) nei confronti degli stessi distributori.

I distributori, pertanto, andrebbero considerati clienti vincolati per la quota parte di acquisti relativi a GN venduto agli utenti civili, a loro volta vincolati; e clienti idonei per la quota parte di acquisti relativi a GN venduto a clienti idonei.

Ove, dunque, un distributore volesse operare come operatore vincolato nel mercato captive e come intermediario commerciale nel mercato libero, dovrebbe predisporre un sistema di separazione contabile delle proprie attività al fine di eliminare il rischio di sovvenzioni incrociate.

In proposito, sembra all'Autorità una soluzione accettabile mantenere l'attuale sistema di contrattazione tra Snam e le associazioni dei distributori per definire il prezzo di cessione del GN (eventualmente sottoposto a poteri di sorveglianza da parte dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas); mentre le tariffe praticate agli utenti finali dovrebbero continuare ad essere regolamentate, possibilmente sulla base di criteri che non discriminino tra diverse categorie di utenti, diversamente da quanto avviene con il Metodo attuale.

Sarebbe invece esclusa da ogni vincolo la rimanente parte della domanda di GN, relativa alle utenze industriali e termoelettriche, nonché alle utenze commerciali che si caratterizzano per consumi rilevanti, attualmente soggette alle più alte tariffe civili regolamentate. All'interno di questa categoria, i consumatori di ingenti quantità di GN (cosiddetti grandi clienti idonei) potrebbero avvalersi di approvvigionamenti sul libero mercato internazionale.

I piccoli consumatori idonei potrebbero, invece, servirsi di nuove figure imprenditoriali che sappiano svolgere una attività di intermediazione, sfruttando la possibilità offerta dall'ATR di svincolare la fornitura con l'allaccio fisico alla condotta.

In entrambi i casi, comunque, l'attuale contrattazione tra Snam e le associazioni di categoria perderebbe ogni significato e verrebbero individuati prezzi del gas sulla base dello specifico costo della fornitura (nei casi degli operatori non integrati, al lordo del costo regolamentato dell'ATR).

3.2 Concorrenza «interfuel»

Le misure indicate nei precedenti paragrafi, relative alla possibilità di favorire la promozione della concorrenza nell'attività di fornitura di gas naturale in Italia, verrebbero rafforzate da un progressivo riequilibrio della distorsione concorrenziale esercitata dalla disciplina fiscale in materia di gas.

Un progressivo riequilibrio della fiscalità gravante sul GN rispetto agli altri prodotti derivati del petrolio sarebbe auspicabile in quanto il processo di penetrazione del GN come fonte primaria di energia, in particolare negli usi civili, ha esaurito la sua fase di sviluppo e diffusione iniziale. L'introduzione di combustibili liquidi (gasoli) a minor impatto ambientale tende a ridurre lo svantaggio comparato con il GN, in termini di esternalità ambientali.

Tale riequilibrio consentirebbe, da un lato, di riportare la concorrenza tra combustibili alternativi su un più corretto piano di confronto basato sui prezzi industriali relativi e, dall'altro lato, imporrebbe ai venditori di GN (sia Snam sia aziende di distribuzione) di rivedere i propri comportamenti in una direzione più rispondente ad una logica concorrenziale ed, in ultima analisi, di tutela dei consumatori, in coerenza con quanto proposto in tema di concorrenza gas to gas.

Snam non potrebbe più indicizzare la variazione del prezzo del GN a quello dei combustibili alternativi, senza correre il rischio che questi ultimi divengano più competitivi del gas stesso, in caso di una flessione del loro prezzo. In tal senso, Snam dovrebbe fissare i livelli iniziali di prezzo il più vicino possibile al costo marginale di lungo periodo dell'attività di approvvigionamento di GN.

I distributori finali di GN, inoltre, subirebbero maggiormente la concorrenza del gasolio e del GPL. Verrebbero, di conseguenza, incoraggiati comportamenti tesi ad ottimizzare la competitività «industriale» (e non fiscale) del GN rispetto ai combustibili alternativi, attraverso una maggiore consapevolezza del livello di prezzo spuntato nei processi di contrattazione con Snam.

D'altro canto, l'auspicata riforma dell'attuale metodo di determinazione delle tariffe praticate alle utenze civili dovrebbe impedire l'automatico ribaltamento a valle, da parte dei distributori, della quota materia prima del prezzo effettuato da Snam.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

AMMAN F.M. (1996), *Il settore del gas naturale nazionale ed il mercato interno europeo*, «Economia delle fonti di energia e dell'ambiente», n. 2;

BIANCHI A. (1997), *Le modalità di accesso alla rete britannica*, «Energia», n. 1;

CAMPODALL'ORTO S. (1995), *Gas*, in Fondazione Rosselli (1995);

Clô A. (1992), *Regolamentazione e concorrenza nei servizi di pubblica utilità: il caso del gas*, «l'Industria», n. 2;

DE PAOLI L. (1996), *Il mercato del gas naturale in Italia e nell'Unione Europea*, «Energia», n. 2;

DE PAOLI L. (1997), *Esame di alcuni aspetti della proposta di Direttiva comunitaria sul mercato del gas naturale*, relazione al Seminario Federgasacqua, Roma 3 giugno;

ESTRADA J.-MOE A.-MARTINSEN K. D. (1995), *The Development of European Gas Markets*, J. Wiley & Sons;

FONDAZIONE ROSSELLI (1995), *I servizi di pubblica utilità in Italia. Rapporto sullo stato e sulle condizioni di sviluppo '95*, La Rosa, Torino;

MINISTERO DEL COMMERCIO, DELL'INDUSTRIA E DELL'ARTIGIANATO-MINISTERO DELL'AMBIENTE (1996), *Verifica dei fabbisogni di gas del parco elettrico italiano e della relativa copertura*, Roma, febbraio;

RICERCHE E STUDI (1996), *R&S*, Milano;

TABARELLI D. (1997), *Gas Competition in Italy: Assessing a realistic structure and time frame for liberalization*, «European Gas Conference», Amsterdam 26-27 febbraio.

