

ALMA MATER STUDIORUM – UNIVERSITA' DI BOLOGNA

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea in Ingegneria Civile

TESI DI LAUREA

in

Legislazione delle costruzioni e della sicurezza

**La liberalizzazione del mercato del gas
in Italia**

Il riaffidamento delle concessioni per la distribuzione del gas-naturale

Candidato

Romandini Daniele

Relatore

Chiar.mo Prof. Cocchi Alberto

Anno accademico 2008/2009

Sessione I

INDICE

Introduzione	VI
--------------	----

CAPITOLO 1

IL CICLO COMPLETO DEL GAS-NATURALE (METANO)

1.1 Cenni storici e caratteristiche tecniche	1
1.2 La produzione del gas-naturale	7
1.3 L'approvvigionamento	10
1.3.1 L'importazione	11
1.4 Il vettoriamento	14
1.4.1 Il trasporto	14
1.4.2 Lo stoccaggio	18
1.4.3 Il dispacciamento	20
1.5 La distribuzione	21
1.5.1 La distribuzione primaria	22
1.5.2 La distribuzione secondaria	22
1.6 L'utilizzo del gas-naturale	23
1.6.1 Usi civili	23
1.6.2 Usi industriali	24
1.7 L'impatto ambientale	25

CAPITOLO 2

IL MERCATO DEL GAS-NATURALE

2.1	Il mercato italiano	28
2.1.1	Lo sviluppo storico del gas-naturale in Italia	28
2.1.2	La struttura del settore e le prospettive evolutive	31
2.2	Il mercato europeo ed il confronto fra gli Stati	48

CAPITOLO 3

IL QUADRO NORMATIVO ATTUALE INERENTE

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

3.1	La normativa europea	56
3.1.1	La politica energetica e le direttive europee	56
3.1.2	I principi generali della Direttiva Europea 98/30/CE	59
3.2	La normativa italiana	64
3.2.1	I soggetti istituzionali	65
3.2.2	Il Decreto legislativo di attuazione della Direttiva Europea (Decreto Letta – n°164/2000)	71
3.2.3	I pregi e le criticità del Decreto Letta	79
3.2.4	Relazione riguardante le modifiche apportate alla legge n°164/00 con riferimento all'attività di distribuzione	86
	Allegati	

CAPITOLO 4

IL RIAFFIDAMENTO DELL'ATTIVITA' DI DISTRIBUZIONE DEL GAS-NATURALE

4.1	Documentazione da porre a base di gara	102
4.1.1	Disciplinare di gara	103
4.1.2	Schema di contratto di servizio	131
4.1.3	Regolamento di utenza	136
4.1.4	Documentazione inerente la consistenza dell'impianto	143
	A) Impianti primari di decompressione del gas	143
	B) Impianti secondari di decompressione del gas	146
	C) Impianti di protezione catodica alle strutture in acciaio interrate	148
	D) Planimetria dei tracciati delle condotte esistenti in media e bassa pressione	150
	E) Elenco degli allacci interrati agli utenti	152
	F) Elenco dei clienti finali allacciati alla rete del gas (con contratto attivo)	152
	G) Elenco dei misuratori del gas installati (misuratori gas-metano su utenti con contratto attivo, misuratori sigillati, ecc...)	152
	H) Tabella riepilogativa della consistenza dell'impianto	153
	I) Stima dell'impianto esistente (valore residuo dell'impianto)	154
	J) Modalità di indennizzo al Concessionario uscente	167
4.1.5	Elenco dei prezzi unitari da applicare per la determinazione di eventuali estensioni e potenziamento dell'impianto su proposta di ulteriori investimenti da parte del concorrente in sede di gara	168
4.1.6	Planimetria piano regolatore vigente, con indicazione delle eventuali zone di sviluppo dei centri abitati soggetti a estensioni e potenziamento dell'impianto esistente	175
4.2	Modalità di affidamento della Concessione	178
4.2.1	Nomina della Commissione di aggiudicazione della Concessione	178
4.2.2	Assegnazione dei punteggi per la determinazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa	178
4.2.3	Stipula del contratto di Concessione e sottoscrizione del verbale	

di consegna dell'impianto dal Concessionario uscente al Concessionario entrante
179

Conclusioni	180
Bibliografia	181

INTRODUZIONE

Una delle fonti energetiche di maggior utilizzo nel nostro paese risulta essere il gas-naturale, una risorsa che man mano sta sostituendo gli altri combustibili poiché consente di ricorrere a tecnologie di trasformazione energetica più efficienti e meno costose.

L'idea di questa tesi di laurea nasce per provare a far luce sulle peculiarità, gli utilizzi e sul mercato del gas-naturale analizzando la filiera di processi che subisce questa risorsa prima di divenire disponibile all'uso dei consumatori finali.

In particolare ci si focalizza sui recenti sviluppi normativi che hanno interessato il mercato del gas, a partire dal D.lgs. n°164 del 2000, che recepisce la Direttiva Europea 98/30/CE, fino alle ultime modifiche ad esso apportate con riferimento specifico all'attività di distribuzione. Inoltre, vista l'attualità dell'argomento viene trattato, il riaffidamento delle concessioni sulla distribuzione, riportando l'analisi di un bando di gara tipo e le procedure di affidamento relative a questo tipo di appalti.

CAPITOLO 1

IL CICLO COMPLETO DEL GAS-NATURALE (METANO)

In una qualsiasi analisi tecnica o economica relativa a settori industriali, peraltro particolarmente articolati come può essere quello del gas naturale (in seguito talvolta indicato GN), può risultare utile, se non indispensabile, la conoscenza delle caratteristiche del bene che costituisce oggetto di trasformazione, nel settore in questione, o di scambio, nel mercato corrispondente. Altrettanto importante è conoscere la sequenza e le modalità delle attività di trasformazione del bene.

In questo senso il presente capitolo, in particolare nei primi due paragrafi, è teso a fornire alcune indicazioni sulle caratteristiche fisiche e sulla genesi del gas naturale, mentre nei paragrafi seguenti si tratterà più in dettaglio le fasi costituenti la filiera del gas, dall'esplorazione agli utilizzi finali.

1.1 CENNI STORICI E CARATTERISTICHE TECNICHE

Già molti secoli or sono i cinesi avevano scoperto le potenzialità del gas naturale.

Un testo dello storico cinese Chang Qu, risalente al 347 a. C., descrive con precisione una strana 'aria di fuoco' che poteva essere utilizzata per l'illuminazione degli ambienti. Lo stesso Chang Qu riferisce anche di un ingegnoso sistema di tubi di bambù sigillati con bitume costruito nella provincia di Sichuan per convogliare in città il gas naturale che fuoriusciva spontaneamente da una sorta di sorgente situata in aperta campagna.

In tempi più recenti, alla fine del XVII secolo, si passò alla produzione di metano da distillazione del carbon fossile ad opera degli inglesi Thomas Shirley (1664) e John Clayton

(1667), i quali notarono che le sostanze così ottenute si potevano accendere. Esperimenti simili furono condotti anche da Robert Boyle e da Stephen Hales.

Alla metà del XVIII secolo risalgono gli studi dell'olandese Jan Peter Minckelers, il quale, cercando un gas in grado di sollevare le mongolfiere più economico dell'idrogeno, individuò le proprietà illuminanti del gas da lui prodotto con la distillazione del carbon fossile.

Nell'ultimo decennio del XVIII secolo si ebbero i primi esperimenti organici di produzione del gas per illuminazione ad opera di Philippe Lebon in Francia e di William Murdoch in Inghilterra, i quali agirono indipendentemente.

All'inizio del XIX secolo ambedue effettuarono le prime applicazioni pratiche. I procedimenti adoperati dai due inventori erano sostanzialmente uguali, diverse le loro finalità. Murdoch cercava di realizzare un sistema di illuminazione economico per gli stabilimenti industriali sorti in Inghilterra durante la rivoluzione industriale. Lebon, invece, si indirizzò verso un sistema di illuminazione e di riscaldamento domestico. La sua invenzione, che chiamò termolampada, ebbe tuttavia poco successo.

Infine Friedrich Albert Winsor nel 1810 a Londra si fece promotore della prima società del gas.

Negli stessi anni Samuel Clegg costruì un impianto di produzione, prototipo delle successive officine, che sfruttava l'energia di combustione del metano e fu l'autore di un trattato organico sulla nuova industriale stava nascendo.

Oggi il gas naturale è, assieme al petrolio, la fonte energetica più versatile; i suoi usi sono praticamente analoghi a quelli del petrolio rispetto al quale presenta il vantaggio di non richiedere trasformazioni particolari: lo stesso gas viene impiegato nei grandi impianti industriali, nelle centrali termoelettriche e dalle utenze civili (fornelli, acqua calda, riscaldamento).

Inoltre rispetto al petrolio il gas presenta l'ulteriore vantaggio di un impatto ambientale notevolmente inferiore e questo aspetto contribuisce a spiegare, anche alla luce delle intenzioni espresse dai paesi maggiormente industrializzati, il sempre maggior peso, a livello mondiale, del gas naturale rispetto alle altre fonti energetiche.

Gas naturale, petrolio e carbone costituiscono i combustibili fossili e sono prevalentemente composti da carbonio ed idrogeno da cui la classificazione tra gli idrocarburi.

In condizioni normali di temperatura e pressione il gas naturale è un gas inodore, incolore, molto infiammabile e costituisce la fase gassosa del petrolio; è composto in massima parte da metano che, a seconda dei giacimenti, può variare tra il 65 ed il 99 per cento e da quantità variabili di idrocarburi paraffinici superiori quali etano, propano, butano, pentano ed in qualche caso anche da altri idrocarburi più pesanti fino al nonano. Nel gas naturale sono anche quasi sempre presenti anidride carbonica, azoto, idrogeno solforato ed in qualche caso elio. Nella tabella 1.1 sono riportate, a titolo di esempio, le composizioni chimiche di alcuni tipi di gas naturale che l'Italia importava dall'estero nel 1980 (ad eccezione del gas iraniano).

Tabella 1.1. La composizione di alcune tipologie di gas naturale¹

<i>Gas</i> <i>(percentuali in volume)</i>	<i>Algeria</i> <i>(Hassi R'Mel)</i>	<i>Iran</i> <i>(vari)</i>	<i>Russia</i>	<i>Libia</i>
Metano	81,3	81,5	93,9	69,5
Etano	6,8	11,9	1,2	17,6
Butano+Propano	3,8	4,2	0,9	11,6
Eptano	2,8	0,2	1,0	0,8
Anidride carbonica	0,5	2,2	1,0	–
Azoto+idrogeno solforato	4,8	–	2,0	0,5
	100,0	100,0	100,0	100,0

Non essendo possibile fornire indicazioni univoche sulle caratteristiche fisiche del gas naturale a causa delle diverse composizioni, nella tabella 1.2 sono indicate quelle del componente principale, il metano appunto.

Tabella 1.2. Caratteristiche fisiche del metano²

¹ Fonte: Nardelli, E., I combustibili fossili.

² Fonte: CH₄ ENERGIA METANO

Peso specifico	0,717 kg/m ³
Potere calorifico superiore	9.520 kcal/m ³ (39.860 kJ/kg) (*) 9.024 kcal/m ³ (37.783 kJ/kg) (**)
Potere calorifico inferiore	8.550 kcal/m ³ (35.798 kJ/kg) (*) 8.105 kcal/m ³ (33.935 kJ/kg) (**)
Temperatura di liquefazione	-162 °C
Temperatura critica	-83 °C
Pressione critica	47 bar
(*) a 0 °C e 1 bar	(**) a 15 °C e 1 bar

Secondo la teoria organica tutti i combustibili fossili si sarebbero formati nel corso delle varie ere geologiche a seguito dell'accumulo sul fondo di mari, laghi ed estuari di residui organici, animali e vegetali, insieme con sedimenti inorganici.

Parallelamente al processo di compattazione dei sedimenti e alla loro progressiva mutazione in rocce sedimentarie si sarebbero sviluppate complesse reazioni chimiche durante le quali i batteri anaerobici avrebbero determinato la rimozione dell'ossigeno, dell'azoto e dello zolfo, favorendo in tal modo la trasformazione del materiale organico in idrocarburi.

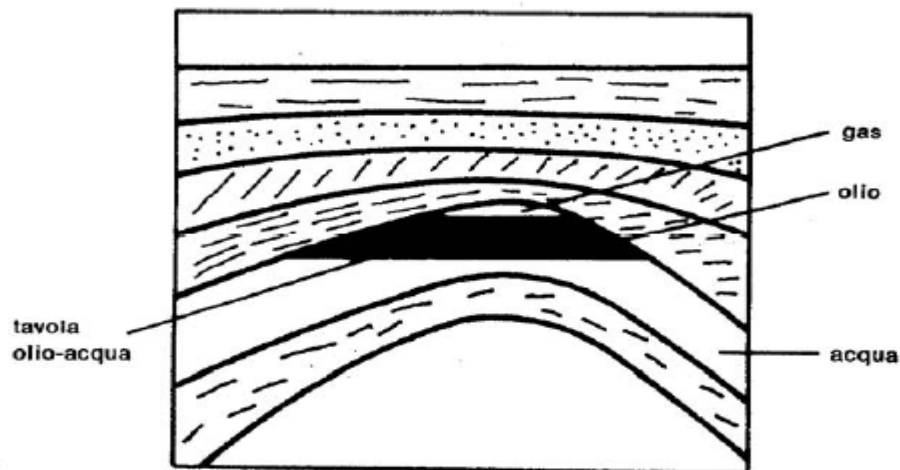
Nel sottosuolo l'olio grezzo ed il gas naturale sono sempre in presenza di acqua e poiché più leggeri tendono a migrare dalla roccia madre che li ha generati alla roccia serbatoio che li conterrà.

Se durante la loro lenta risalita gli idrocarburi incontrano strati di roccia impermeabili di forma convessa - le cosiddette trappole - questi rimangono ivi imprigionati originando un potenziale giacimento.

Nel caso più generale, come evidenziato in figura 1.1, olio e gas sono entrambi presenti, ma talvolta le due sostanze possono presentarsi isolate, a seconda della porosità degli strati litografici che hanno incontrato durante la migrazione.

Figura 1.1. Un esempio di trappola³

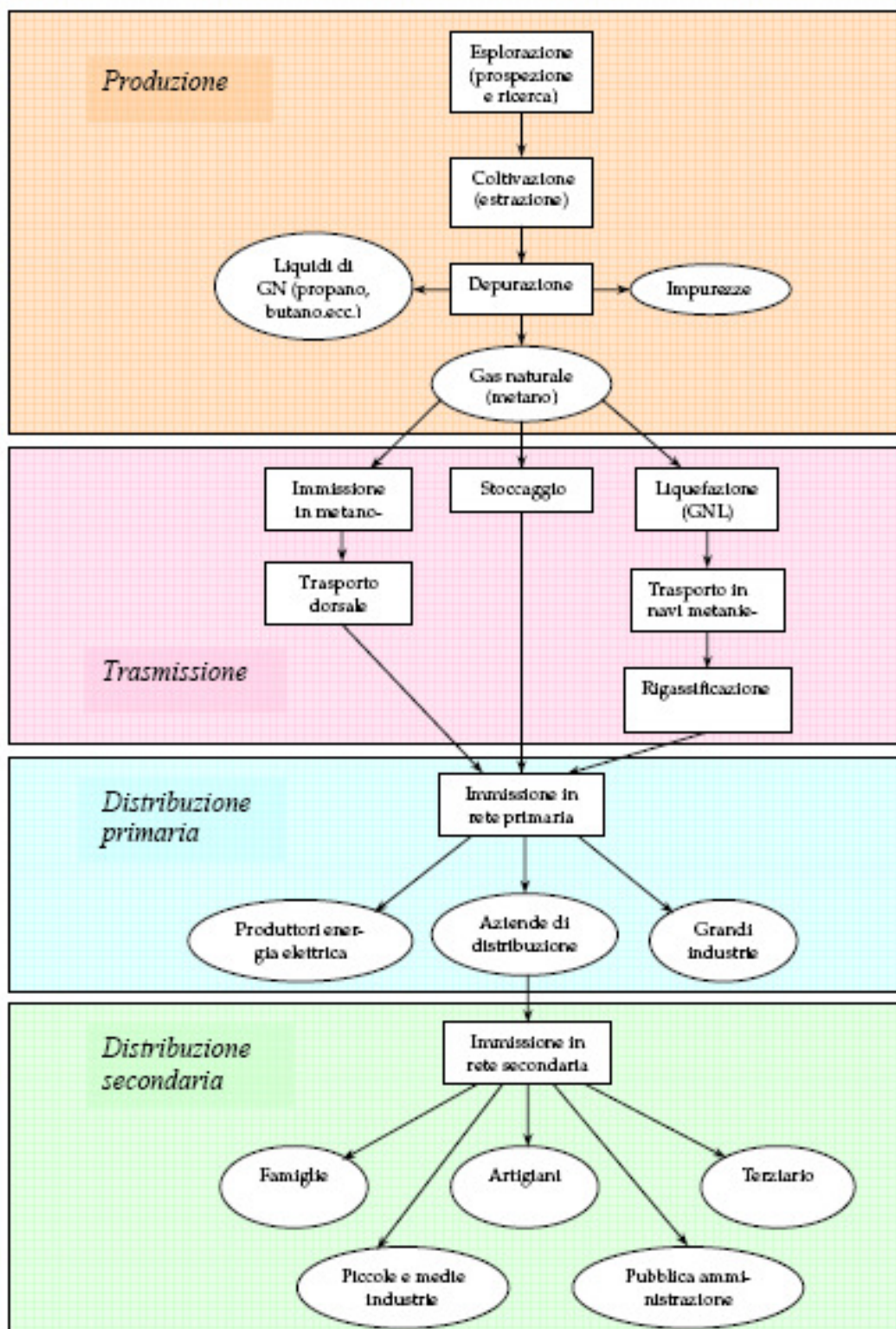
³ Fonte: Nardelli,E., I combustibili fossili.



Da un punto di vista strutturale l'industria del gas naturale può essere descritta come una filiera verticalmente integrata costituita da varie fasi:

- l'*approvvigionamento*, a sua volta distinto in *produzione* ed *importazione*;
- la *trasmissione*, che include il *trasporto dorsale* tramite gasdotti ad alta pressione (sia primari che secondari), o navi metaniere in caso di gas naturale liquefatto, lo *stoccaggio* ed il *dispacciamento*;
- la *distribuzione*, tramite gasdotti a media e bassa pressione, a sua volta distinta in *distribuzione primaria* e *secondaria*.

Figura 1.2. Il ciclo del gas naturale



1.2 LA PRODUZIONE DEL GAS-NATURALE

Il ciclo del gas, nonché del petrolio, inizia con l'acquisizione del diritto legale di cercare. Infatti proprietario del diritto minerario è di norma lo Stato, con il quale le compagnie petrolifere devono stipulare una convenzione nell'ambito di un rapporto di natura concessoria che stabilisce i limiti e le condizioni della medesima; in particolare, devono essere definiti l'area nella quale si svolgerà la ricerca, la durata della concessione, gli introiti per lo Stato che possono essere rappresentati da royalties o da partecipazioni agli utili di produzione delle compagnie.

Possono accedere alle attività di ricerca e produzione di idrocarburi i soggetti che abbiano i requisiti ai sensi del D.lgs. 25 Novembre 1996, n°624 con l'ottenimento di autorizzazione da parte del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, nonché delle autorità competenti alla tutela e salvaguardia del territorio e dell'ambiente.

La fase upstream, o di produzione, è la fase a monte di tutta la filiera gasiera e rappresenta l'insieme delle operazioni necessarie per ottenere i prodotti petroliferi da avviare al consumo; può considerarsi costituita dalle attività di prospezione, ricerca e coltivazione, tra le quali includiamo anche la depurazione poiché sviluppata ancora presso il giacimento, prima che il gas venga immesso nei gasdotti.

La prima attività che occorre sviluppare prima di potere estrarre gli idrocarburi consiste nell'esplorazione delle aree su cui si sono ottenuti i relativi diritti.

Le operazioni esplorative iniziano con la prospezione geofisica, che comprende le operazioni necessarie all'individuazione delle trappole.

Di norma viene utilizzato un rilevamento sismico a riflessione: esso consiste nel provocare delle onde sismiche nel sottosuolo che si propagano con velocità proprie di ciascuna formazione geologica e quindi note a priori; ogni volta che incontrano strati in cui la velocità di propagazione muta, vengono riflesse verso la superficie, dove vengono captate da speciali sismografi (geofoni).

Conoscendo la velocità delle onde ed i tempi impiegati per raggiungere i vari geofoni è possibile ricostruire l'assetto stratigrafico delle rocce che costituiscono il sottosuolo e, in casi favorevoli, di fornire, tramite ulteriori elaborazioni, anche informazioni sulla loro struttura litologica e sulla natura dei fluidi in essa contenuti.

L'attività seguente è la ricerca, eseguita tramite l'ausilio di pozzi esplorativi che hanno il compito di accertare se la trappola contiene idrocarburi, di che tipo e in quali quantità.

Infatti il gas naturale si trova nelle stesse formazioni geologiche in cui si trova il petrolio, e solo dopo la perforazione con questo tipo di pozzi è possibile conoscere la natura del deposito; non vi è quindi una ricerca di gas naturale distinta da quella di petrolio, ma un'unica ricerca di idrocarburi.

È possibile distinguere tra:

- gas associato, quando il gas naturale si accompagna al petrolio: in questo caso il gas può essere disciolto nel petrolio o può costituire lo strato di copertura del giacimento petrolifero;
- gas non associato, quando il giacimento è costituito quasi esclusivamente da gas naturale, che a sua volta può essere secco (dry) se presente quasi esclusivamente metano, oppure umido (wet) se il metano è accompagnato da vapori di idrocarburi condensabili (i condensati).

Le informazioni definitive vengono ricavate dall'esame diretto delle rocce e dei fluidi costituenti le carote e i fanghi di perforazione portati in superficie.

Nelle aree marine i pozzi esplorativi vengono realizzati da impianti di perforazione montati su strutture mobili di tipo autosollevante o semisommersibile e su navi di perforazione.

Dopo aver localizzato un giacimento petrolifero, terrestre oppure offshore, ed esser stato giudicato economicamente valido dal Concessionario, spetta al Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato rilasciare autorizzazione allo sfruttamento del giacimento. L'istanza di richiesta di autorizzazione deve essere corredata da una dettagliata relazione tecnico-economica dell'intervento che giustifica gli interventi previsti.

Dopo di che si passa alla fase di estrazione, anche detta di coltivazione del giacimento, trivellando un certo numero di pozzi opportunamente distanziati per ottenere un razionale sfruttamento (pozzi di sviluppo o di coltivazione). L'ottimizzazione del livello produttivo dipende dalle caratteristiche tecniche del giacimento e da considerazioni economiche.

Ogni giacimento in funzione delle sue caratteristiche fisico-chimiche, deve essere messo in produzione con un numero ben determinato di pozzi in modo da garantire l'economicità della produzione.

A seconda del giacimento l'estrazione può essere spontanea, pneumatica e meccanica. Nel primo caso gli idrocarburi hanno una pressione superiore a quella atmosferica e quindi sufficiente per venire naturalmente in superficie; nel secondo caso essi sono spinti mediante immissione di aria o gas, che può essere il gas naturale estratto dallo stesso giacimento; nel terzo, infine, vengono recuperati mediante pompaggio.

La vita utile di un giacimento può essere anche di alcuni decenni, al variare comunque delle dimensioni e della capacità estrattiva.

Infine è bene ricordare che, soprattutto in passato, ma anche ai giorni nostri, se il pozzo viene esercito in funzione della produzione di petrolio e si è lontani dai centri di consumo, il gas associato estratto viene bruciato alla torcia: si calcola che migliaia di miliardi di mc abbiano avuto questa destinazione che rappresenta il più colossale spreco energetico che la storia ricordi.

La prima operazione da compiere dopo l'estrazione riguarda, nel caso di gas associato, la separazione tra la fase liquida, il petrolio grezzo, e quella gassosa, il gas naturale, in appositi impianti di separazione meccanica.

A differenza del petrolio che richiede una raffinazione e del carbone che necessita di lavaggio, per il gas naturale è sufficiente effettuare semplici operazioni di:

- disidratazione per separare le particelle di acqua presenti nella miscela che potrebbero condensare a seguito di compressione del gas e/o formare idrati solidi in seguito a raffreddamento in determinate condizioni;
- desolfrazione per eliminare l'idrogeno solforato, realizzata facendo depositare solfuro di ferro, a seguito di reazione con ossidi di ferro; il lavaggio amminico per eliminare l'anidride carbonica ed il filtraggio per eliminare polveri ed altre impurezze; ulteriori trattamenti sono richiesti per la separazione dell'azoto e dell'elio se presente in quantità apprezzabile;
- estrazione frazionata di propano, butano (degasolinaggio), i quali vengono commercializzati come gas liquidi (*GPL*).

Quest'ultima operazione viene realizzata in impianti che sfruttano le diverse caratteristiche di liquefazione dei gas presenti nella miscela e quindi separano, al diminuire della temperatura e al crescere della pressione, i vari idrocarburi che progressivamente condensano. Alternativamente è possibile adottare tecnologie innovative basate sull'impiego di membrane polimeriche che sfruttano la diversa permeabilità del metano rispetto agli altri gas.

I costi di produzione del gas naturale comprendono le royalties da versare allo Stato per ottenere i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione, i costi legati alla ricerca (ammortamenti di impianti e macchinari, consulenze, ecc.), i costi dei pozzi e delle trivellazioni, i costi dei diversi impianti di depurazione e delle condotte upstream necessarie per trasportare il gas estratto e depurato fino alla rete primaria di trasporto.

Un'analisi approfondita dei costi connessi con l'attività di produzione sarebbe eccessivamente gravosa per gli scopi di questo lavoro.

Ciò che è invece necessario e sufficiente notare riguarda la rilevanza di tali costi, in gran parte non recuperabili.

Pur essendo tuttavia caratterizzata da elevati costi di investimento e da economie di scala, che comunque non possono che esaurirsi in relazione alle quantità di gas estraibili da un dato giacimento, la produzione di gas naturale può avvenire in un contesto concorrenziale, come dimostrato dall'esempio dei paesi anglosassoni.

1.3 L'APPROVVIGIONAMENTO

L'approvvigionamento consiste nel reperire, attraverso la produzione diretta se vi è disponibilità territoriale oppure tramite importazione dai paesi produttori in caso contrario, la quantità di gas naturale necessaria a coprire il fabbisogno nazionale. Da un punto di vista economico l'approvvigionamento di una fonte energetica primaria come il gas naturale riveste un ruolo cruciale per l'economia di qualsiasi paese, sia al fine di garantire la sicurezza e la continuità delle forniture, sia per le ricadute che si possono avere sui prezzi dei beni finali nel caso in cui le stesse forniture non rispettino il vincolo dell'economicità.

Della produzione si è trattato nel paragrafo precedente, ora ci si occuperà dell'attività di importazione.

1.3.1 L'IMPORTAZIONE

Tra le caratteristiche che contraddistinguono l'attività di importazione di gas naturale assumono rilievo:

- la necessità di intrattenere rapporti con fornitori molto spesso rappresentati dagli stessi Stati produttori o da imprese a capitale pubblico cui può essere talvolta associato un rischio politico;
- la capacità finanziaria necessaria a sopportare i rischi derivanti dalla sottoscrizione di complessi contratti di importazione di lunga durata;
- la necessità di realizzare, parallelamente al contratto di fornitura, l'infrastruttura fissa (gasdotto ad alta pressione o terminale di rigassificazione nel caso del gas naturale liquefatto¹⁰) per veicolare il gas dal paese produttore a quello consumatore.

Con riferimento all'attività di realizzazione delle infrastrutture dedicate all'importazione, si osserva che la costruzione di un grande gasdotto di importazione richiede ingenti investimenti da parte delle imprese interessate e comporta, generalmente, un periodo di tempo di circa dieci anni tra il momento in cui si intraprende la decisione di procedere all'investimento e quello della effettiva disponibilità del gas sul mercato finale dove la società di trasporto si accolla totalmente l'investimento, il cui ritorno economico è garantito attraverso il riconoscimento di un prezzo, per ogni metro cubo di gas trasportato, direttamente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, pagato dai soggetti che acquistano il gas all'estero e vendono lo stesso gas ai clienti finali sul territorio italiano.

Inoltre le imprese importatrici sono costrette a trattare con imprese produttrici che sono spesso pubbliche ed operanti in regime di monopolio e quindi in grado di imporre condizioni gravose di prezzo, anche perché una volta realizzato il gasdotto di importazione, questo costituisce un investimento specifico non essendo convertibile ad utilizzi diversi in caso di non raggiungimento di un accordo con l'esportatore.

In altri termini l'acquirente rimane esposto alle richieste di rinegoziazione del venditore e, nel caso in cui queste divengano molto onerose, l'importatore non ha altra scelta che accettarle, eventualmente trasferendo gli ulteriori costi sui prezzi ai propri clienti, o perdere l'investimento sulle condotte che ha costruito.

Un esempio di tale vulnerabilità e delle ripercussioni negative che questa può avere sull'acquirente, e conseguentemente sugli utenti finali, si ebbe all'inizio degli anni ottanta e coinvolse l'Italia.

Appena terminato, il gasdotto per l'importazione di gas dall'Algeria, che richiese cospicui investimenti, rimase inattivo per circa un anno e mezzo, periodo durante il quale Snam, unico operatore italiano presente nell'importazione, tentò di opporsi alla richiesta della società esportatrice Sonatrach di rinegoziare il prezzo di fornitura.

La questione si risolse con intese intergovernative italo-algerine con il riconoscimento a Snam di una integrazione finanziaria dello Stato per tre anni a compensazione dell'aumento di prezzo rispetto a quello inizialmente pattuito.

Proprio per mitigare questi inconvenienti l'attività di importazione di gas naturale è prevalentemente regolata da particolari forme di contratti denominati take or pay, mentre il ricorso a contratti spot di acquisto ha avuto finora rilevanza marginale.

I contratti take or pay sono basati su relazioni bilaterali di lungo periodo tra produttore ed importatore normalmente della durata compresa tra 20 e 30 anni (nel caso italiano tra 20 e 25). Contengono alcuni elementi vincolanti ed altri in parte rinegoziabili.

I principali elementi vincolanti riguardano la durata ed il volume totale acquistato; questi vengono definiti in modo da offrire all'acquirente garanzie di continuità delle forniture su periodi lunghi e tutela da comportamenti opportunistici da parte del venditore; allo stesso tempo consentono di giustificare i costi di estrazione e trasporto sostenuti dal produttore.

Elementi rinegoziabili sono le condizioni di prelievo ed il prezzo di vendita. Le condizioni di prelievo vengono stabilite in modo da garantire sufficiente regolarità al processo di estrazione, requisito necessario per massimizzare la resa dei giacimenti.

I contratti stabiliscono prelievi annui minimi (75-90%) e massimi (105-110%) rispetto al valore di regime. Le condizioni relative al prelievo minimo sono definite dalle clausole take or pay, le quali stabiliscono che il controvalore dei mancati prelievi rispetto al minimo debba essere in ogni caso corrisposto al venditore.

Di frequente i contratti inseriscono elementi di flessibilità che consentono di ripartire durante l'intera durata del contratto gli obblighi di prelievo, come la clausola di make-up che consente al compratore di ritirare in un determinato anno, senza ulteriori costi aggiuntivi, le quantità non prelevate, ma pagate in base alla clausola take or pay negli anni precedenti, oppure la

clausola speculare di carry-forward che permette di acquistare di più in un dato anno a fronte di quantitativi inferiori alla soglia minima acquistati in anni successivi.

Il prezzo di vendita viene generalmente fissato partendo da un prezzo Cif (comprensivo del costo di trasporto alla frontiera del paese esportatore) ed è aggiornato mediante un meccanismo di indicizzazione basato sui prezzi di un paniere di prodotti rappresentativo delle fonti in concorrenza con il gas naturale.

I contratti definiscono la frequenza di aggiornamento del prezzo e il ritardo di indicizzazione (in genere compreso tra 3 e 6 mesi rispetto alla data di aggiornamento).

Ci si è soffermati sulle caratteristiche di questo tipo di contratti per la notevole diffusione che presentano in ambito europeo e per le ripercussioni sull'apertura del mercato interno del gas naturale. Ci si riferisce ai limiti all'accesso di terzi alle reti di trasporto ammessi, in particolari condizioni, dalla direttiva 98/30/CE per le imprese del gas naturale che detengano contratti take or pay e alle restrizioni all'ingresso di nuovi competitori nel comparto dell'importazione: infatti l'esistenza di rapporti di lungo periodo, che riguardano la vendita di significative quantità di gas e che spesso garantiscono la copertura di buona parte del fabbisogno annuo di un paese, tra un numero ristretto di venditori ed acquirenti, spesso entrambi monopolisti, può costituire una seria barriera all'entrata di nuovi operatori. Per contro l'ingresso di un elevato numero di importatori di piccola e media dimensione con mercati di sbocco limitati non fornirebbe al produttore le stesse garanzie e la stessa capacità di assorbimento degli operatori già presenti sul mercato, né conseguentemente consentirebbe agli entranti stessi di spuntare prezzi altrettanto vantaggiosi.

1.4 IL VETTORIAMENTO

Il vettoriamento include una serie di attività necessarie per il trasferimento e la gestione efficace dei flussi di gas dai luoghi di produzione a quelli di consumo.

Ne fanno parte le attività di trasporto, stoccaggio e dispacciamento.

1.4.1 IL TRASPORTO

La fase del trasporto riguarda l'attività di veicolamento del gas naturale attraverso le reti 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 gas naturale 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.).

Le reti di trasporto ad alta pressione sono tecnicamente contraddistinte dai seguenti fattori:

- la dimensione della condotta in termini di diametro del tubo e pressioni di esercizio (e dunque la portata);
- il sistema di pompaggio del gas realizzato mediante centrali di compressione e decompressione;

Per svolgere l'attività di trasporto sono inoltre necessarie attrezzature ausiliarie dedicate alla gestione degli impianti e comprendenti apparati di regolazione e di telecontrollo.

Il trasporto di gas naturale a grande distanza (si parla di alcune migliaia di chilometri) avviene principalmente per mezzo di condotte in acciaio, i gasdotti appunto, anche chiamati metanodotti, nella quale fluisce il gas ad alta pressione.

Le condotte dei grandi gasdotti dorsali di importazione arrivano sino a diametri di 56" (1,40 m) e pressioni di 100 bar (per i gasdotti italiani 48", cioè 1,20 m e 75 bar). Porzioni di rete vengono posate anche sotto il mare (offshore).

I sistemi di trasporto vengono dimensionati a seconda delle quantità da trasportare, secondo progetti di medio-lungo termine. La loro realizzazione avviene nel corso di 5-10 anni, a seconda dei casi, e richiede notevoli risorse economiche e capacità tecniche. Tali sistemi di trasporto si prestano agevolmente a potenziamenti, attuabili in un arco temporale breve (1-2

anni), con l'installazione di nuove unità di compressione nelle stazioni già esistenti, con la costruzione di nuove stazioni e con la posa di nuove condotte, in parallelo a quelle già posate. A regime la capacità di trasporto è generalmente impiegata integralmente, ma con una certa disponibilità in taluni tratti non critici e in taluni periodi.

In Europa i gasdotti di trasporto sono di norma progettati con un coefficiente di utilizzazione medio dell'85 per cento.

Per mantenere il flusso di gas in pressione all'interno dei metanodotti occorre effettuare un'operazione di compressione, in centrali dette di spinta, ad intervalli regolari compresi tra 100 e 200 km, in dipendenza di vari fattori tecnici e gestionali, così da compensare le perdite di carico a causa dell'energia dissipata dall'attrito viscoso tra le molecole di gas e tra queste e la parete interna della condotta.

La compressione avviene di solito a partire da 55-60 bar.

Vengono usati generalmente compressori centrifughi, azionati da turbine a gas o azionati da tradizionali turbine industriali. Prima della compressione, il gas naturale viene filtrato per rimuoverne le eventuali impurità (polveri, liquidi) che altrimenti comprometterebbero il buon funzionamento del compressore. In uscita il gas è più caldo che all'ingresso e, all'occorrenza, viene raffreddato in appositi scambiatori di calore per evitare danni alle condotte e al loro rivestimento.

Alla stazione di compressione vengono spesso associati vari impianti ausiliari, quali il sistema di stoccaggio, carico e scarico e trattamento dell'olio per le unità di compressione, il sistema per il trattamento del gas per l'azionamento degli attuatori delle valvole, il sistema di distribuzione dell'acqua, il sistema di produzione e distribuzione dell'aria compressa e l'impianto antincendio.

Gli impianti ausiliari delle unità di compressione e gli altri impianti di una centrale necessitano di energia elettrica e tali consumi devono essere computati tra i costi di trasporto.

Talvolta la stazione è anche un punto di consegna del gas fornito da un altro trasportatore.

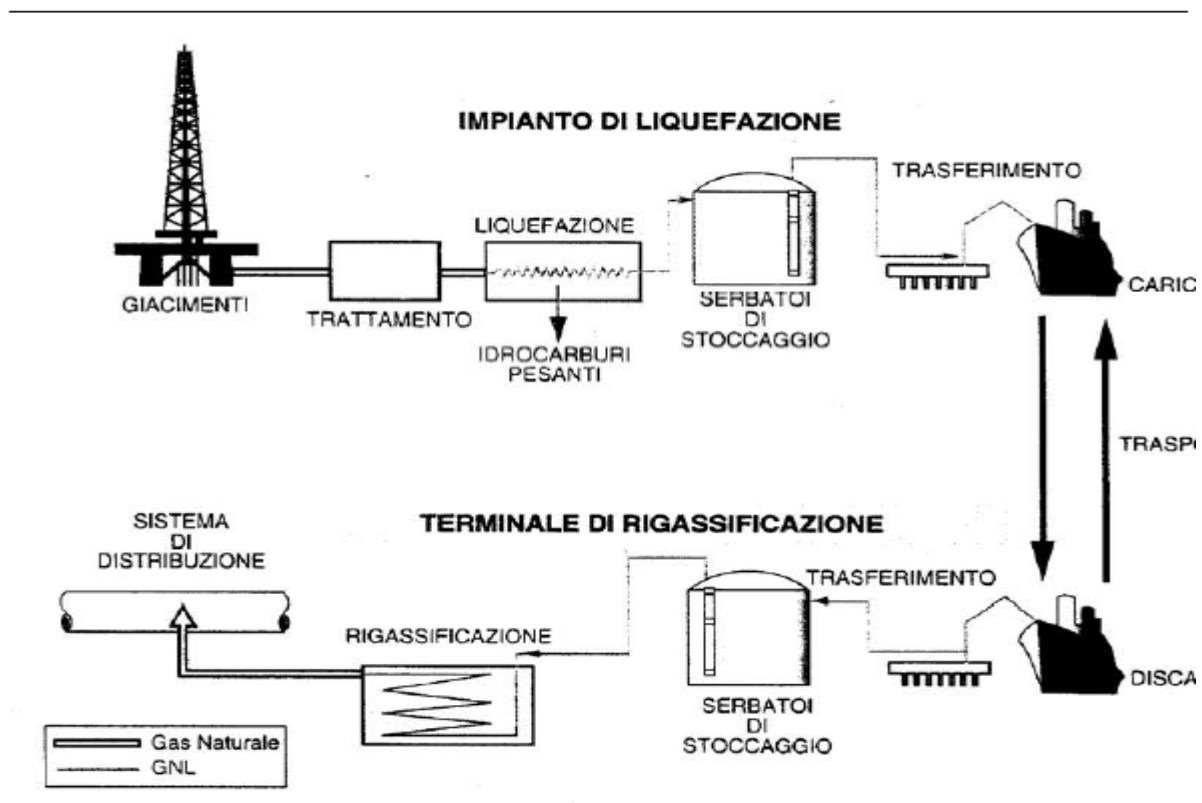
Alcune stazioni sono installate alla confluenza di più gasdotti, generalmente in coincidenza di un sito di stoccaggio.

Il complesso formato dalla stazione di compressione, dal nodo di smistamento e dallo stoccaggio si configura in tal caso come un polo, denominato hub, atto a fornire un servizio diversificato (compressione, trattamento, smistamento e stoccaggio).

Lungo la rete secondaria di trasporto, inoltre, devono essere presenti impianti di regolazione della pressione, le centrali di decompressione, adibiti alla riduzione barica necessaria a portare il gas naturale dalle elevate pressioni di trasporto a quelle utilizzate nell'attività di distribuzione all'utenza civile (in genere di 5 bar).

Oltre che allo stato gassoso è anche possibile trasportare il gas naturale allo stato liquido. La trasformazione di stato viene realizzata in appositi impianti di liquefazione attraverso successive fasi di raffreddamento fino alla temperatura di circa $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. Alla trasformazione da gas a liquido è associata una riduzione di volume di circa 600 volte, a pressione atmosferica. Il ciclo del gas naturale liquefatto è indicato nella figura 1.3.

Figura 1.3. Il ciclo del gas naturale liquefatto⁴



Il trasporto avviene tramite navi metaniere, con capacità fino a 135.000 mc, mentre nei terminali di arrivo il gas liquefatto viene posto in serbatoi di stoccaggio da cui viene prelevato e riportato allo stato gassoso in impianti di rigassificazione ed immesso nel sistema di distribuzione locale o regionale.

⁴ Fonte: "Il gas-naturale liquefatto" elaborazione del rapporto "Nuove ed avanzate tecnologie nel trasporto del gas naturale", 1995, CH₄ ENERGIA METANO, n. 3/4, 1996.

Le navi metaniere vengono costruite specificatamente per tratte e terminali di approdo ben definiti. Il numero e la capacità ottimale delle navi vengono stabiliti infatti in funzione della distanza tra i due terminali, delle potenzialità dell'impianto di rigassificazione e di altri parametri.

Il gas naturale liquefatto offre l'opportunità di diversificare gli approvvigionamenti.

Il vantaggio rispetto al gas trasportato in condotta è dato dalla minore dipendenza dalla rete e da un unico fornitore. Inoltre il gas naturale liquefatto è in grado di offrire maggiori garanzie agli utenti sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti: l'impianto di rigassificazione e le navi metaniere, infatti, sono impiegabili, almeno in linea di principio, con una pluralità di impianti di liquefazione. Viceversa, come osservato, nel trasporto in condotta l'intero investimento per il gasdotto è indissolubilmente legato alla sua fonte originaria di approvvigionamento che quindi rappresenta un investimento specifico che rende l'esportatore il contraente forte.

L'importazione del gas liquido riduce pertanto il potere negoziale del singolo venditore e permette di sviluppare la concorrenza tra paesi esportatori con conseguenti ricadute positive sui prezzi di acquisto. Inoltre va osservato che in generale elevate distanze di trasporto via gasdotto implicano l'attraversamento di numerosi paesi diversi, il che aumenta il rischio politico dell'approvvigionamento e dello stesso investimento, soprattutto quando questi paesi si trovano in aree politicamente instabili.

I progetti per l'importazione del gas naturale liquefatto vengono impostati, come gli altri progetti di approvvigionamento, su durate lunghe di 20-25 anni e con impegni definiti di consegna e di ritiro.

Il gas naturale liquefatto può essere agevolmente trasportato su grandi distanze. 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.

La complessità della tecnologia impiegata (cicli frigoriferi per basse temperature, leghe speciali, misure di sicurezza, navi metaniere dalla tecnologia sofisticata) ne rende, infatti, addirittura più costoso il trasporto e lo stoccaggio rispetto al trasporto in condotta e allo stoccaggio sotterraneo di gas non liquefatto, almeno per le brevi e medie distanze. Il costo di tali opere, in aggiunta a quello puramente economico della costruzione dell'impianto, deve

essere misurato tenendo conto anche delle forti resistenze di carattere ambientale manifestate dalle popolazioni nei confronti degli impianti di rigassificazione.

Il trasporto di gas naturale liquefatto non è molto diffuso, nonostante i vantaggi suindicati, a causa dei costi notevoli e poiché risulta competitivo solo per distanze molto grandi, indicativamente superiori ai 3000 km. L'attuale tendenza all'allungamento della vita utile delle navi metaniere, fino a 35-40 anni, apre nuovi spazi allo sviluppo competitivo del gas naturale liquefatto, con l'aumento della disponibilità di vettori e con la diminuzione del costo di trasporto.

Tra le varie fasi costituenti la filiera del gas naturale, la fase del trasporto è quella cruciale e le sue caratteristiche condizionano pesantemente l'intera industria del gas. A causa degli elevati investimenti fissi nei metanodotti e nelle centrali di compressione e decompressione, in larga parte non recuperabili, che determinano economie di scala connesse allo sviluppo della rete di trasporto, questa fase della filiera presenta le caratteristiche di un monopolio naturale e rende pertanto efficiente, dal punto di vista della minimizzazione dei costi di trasporto, la presenza di un'unica impresa operante nel comparto.

1.4.2 LO STOCCAGGIO

La fase di trasporto è funzionalmente legata all'attività di stoccaggio che consiste nel predisporre depositi di gas naturale, denominati stoccaggi, per adeguare l'offerta alle esigenze periodiche del mercato. Esistono diverse tipologie di stoccaggio che saranno di seguito illustrate.

Il primo denominato stoccaggio di modulazione e consiste in accumuli di gas, prevalentemente sotterranei, necessari per far fronte all'escursione della domanda su base stagionale, sia su più brevi archi temporali, tali da richiedere incrementi di portata superiore a quelli raggiungibili tramite variazione della produzione interna e/o delle importazioni, oppure, ma in minor misura, anche attraverso variazione nella pressione del gas nelle condotte di trasporto (variazioni dell'ordine di 5-10 bar).

Gli stoccaggi vengono realizzati essenzialmente in tre tipi di strutture: falde acquifere, inclusi giacimenti esauriti di petrolio e gas naturale, depositi salini ed in serbatoi di gas liquefatto. Nel

breve periodo (settimanale, giornaliero, orario) possono svolgere funzione di stoccaggio anche i gasdotti stessi con la variazione, entro certi limiti, della pressione di esercizio e della quantità in essi contenute (in aumento quando le immissioni superano i prelievi, in diminuzione nel caso opposto). Sempre nel breve periodo, ma su scala locale, analoga funzione è svolta dalle condotte in media pressione relative alla distribuzione secondaria.

La stessa funzione di stoccaggio di breve periodo (peak-shaving) viene anche svolta da impianti di gas naturale liquefatto (per esempio nel Regno Unito o in Argentina). Inoltre i terminali di sbarco delle navi metaniere contribuiscono, con i loro serbatoi, allo stoccaggio del gas.

Lo stoccaggio di modulazione si divide a sua volta in stoccaggio stagionale o di picco: nel primo caso gli stoccaggi devono essere in grado di contenere grandi quantità di gas che vengono immesse durante i periodi di bassa domanda, prevalentemente d'estate, per essere poi gradualmente prelevate nei periodi di maggiore domanda; nel secondo caso, gli stoccaggi sono di piccole dimensioni e consentono il rilascio di quantità significative di gas in tempi brevi per far fronte ai picchi di domanda delle diverse ore del giorno.

Le diverse tipologie di stoccaggio sono caratterizzate da costi di investimento e di esercizio molto diversi, tali da determinare distinte opportunità di utilizzo a seconda delle esigenze. Per la modulazione di picco è più economico lo stoccaggio effettuato in serbatoi di gas liquefatto o in depositi salini, mentre per la modulazione stagionale risultano economici gli stoccaggi in falde acquifere e giacimenti esauriti.

Altro tipo di stoccaggio è quello strategico ed è volto a compensare eventuali interruzioni impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna che estera.

Rappresenta un margine di sicurezza rispetto allo stoccaggio di modulazione finalizzato, come visto, alla copertura delle oscillazioni stagionali, periodiche e di punta della domanda. Poiché il gas utilizzato per lo stoccaggio strategico è fisicamente indistinguibile da quello che forma lo stoccaggio di modulazione, la sua entità, misurata in termini di consumi garantiti a fronte di un'interruzione di fornitura, varia a seconda del periodo dell'anno in cui esso si rende disponibile: è maggiore in estate, quando la domanda è contenuta, è invece minore d'inverno, nella situazione opposta.

Infine abbiamo lo stoccaggio minerario il quale rappresenta lo stoccaggio necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale.

Stoccaggio strategico e di modulazione costituiscono la riserva attiva di gas, il cosiddetto working gas, mentre il cushion gas rappresenta la riserva inattiva, necessaria allo scopo di permettere il prelievo del gas dagli impianti di stoccaggio e che deve restare stoccata per mantenere in pressione il giacimento.

Per l'immissione nei giacimenti esauriti, il gas generalmente deve essere compresso dalla pressione del metanodotto a quella consentita dal giacimento (in Italia raggiunge i 145 bar). Tale compito è affidato a delle centrali di compressione che, per differenziarle da quelle di spinta, vengono definite centrali di stoccaggio.

1.4.3 IL DISPACCIAMENTO

La funzione del dispacciamento è complementare al trasporto e allo stoccaggio.

Essa deve assicurare costantemente l'equilibrio tra domanda e offerta di gas naturale, facendo ricorso ai flussi di gas provenienti sia dalle importazioni sia dai campi di stoccaggio.

La funzione in questione è svolta in appositi centri di dispacciamento che sfruttano sistemi di telecontrollo a distanza: tali sistemi raccolgono, elaborano ed inviano in maniera coordinata tutte le informazioni da e per i nodi di comando della rete e costituiscono, quindi, il cervello operativo del sistema di gestione dei flussi. Sono in grado di modificare le pressioni di entrata del gas nei gasdotti primari, interrompere il flusso del gas in determinate tratte, impegnare alcuni campi di stoccaggio piuttosto che altri, in modo da garantire il soddisfacimento della domanda nei singoli momenti della giornata e nei diversi ambiti territoriali.

I sistemi di telecontrollo possono essere utilizzati su scala locale, per sistemi di una certa entità.

Su scala ancora maggiore, i vari sistemi sono a loro volta interconnessi. Anche i maggiori utilizzatori, come le grandi centrali elettriche, sono in costante contatto con il centro di controllo del sistema di trasporto, così da effettuare il coordinamento dei flussi in base ai consumi programmati.

Inoltre tali sistemi possono essere anche convenientemente utilizzati per incrementare i livelli di sicurezza, evidenziando anomalie funzionali e provvedendo ad attivare automaticamente le procedure per ripristinare la situazione, sia in caso di guasti sulle postazioni telecontrollate, sia in caso di anomalie degli apparati di telecontrollo stessi.

1.5 LA DISTRIBUZIONE

Normalmente la fase terminale del ciclo del gas viene definita fornitura di gas naturale, a sua volta composta da distribuzione e vendita.

La fase di distribuzione è a sua volta distinta in distribuzione del gas da parte delle società di trasporto alle utenze finali industriali e termoelettriche nonché alle utenze intermedie, rappresentate dalle aziende di distribuzione civile ed in distribuzione da parte delle stesse aziende di distribuzione alle utenze residenziali.

Nel primo caso si parla di distribuzione primaria, nel secondo di distribuzione secondaria.

L'attività di distribuzione, sia essa primaria o secondaria, può essere assimilata alla fase di trasporto secondario ed è strettamente connessa con la gestione della rete di gasdotti distributivi, in termini di allacciamento delle utenze finali, di computo delle spese di conduzione, manutenzione tecnica e ammortamenti degli impianti.

La fase di vendita comprende le prestazioni fornite dall'impresa di erogazione all'utente: trasferimento fisico del gas, misurazione del consumo, fatturazione ed esazione. Le imprese che vendono gas naturale computeranno nei loro bilanci le spese di marketing. Come per la distribuzione, di cui costituisce attività complementare, anche per la vendita si effettua la distinzione tra vendita da parte del trasportatore alle utenze industriali, termoelettriche ed aziende di distribuzione e vendita effettuata da queste ultime alle restanti utenze finali.

Da un punto di vista economico la distribuzione, analogamente al trasporto, presenta caratteristiche di monopolio naturale a causa dell'inefficiente duplicabilità delle strutture locali di trasporto.

1.5.1 LA DISTRIBUZIONE PRIMARIA

L'attività di distribuzione primaria rappresenta la prima fase di commercializzazione del gas naturale e avviene tecnicamente tramite reti ad alta pressione (maggiore di 5 e fino a 75 bar), allacciate al gasdotto ad alta pressione della rete di trasporto dorsale, che giungono fino alle utenze industriali, a quelle termoelettriche e alle aziende intermedie di distribuzione, direttamente coinvolte nella seconda fase della distribuzione.

Storicamente, ed in quasi tutti i paesi europei, le fasi di trasporto dorsale e di distribuzione primaria sono svolte dalla medesima impresa per effetto dell'analogia tra le attività operative delle rispettive fasi.

1.5.2 LA DISTRIBUZIONE SECONDARIA

La distribuzione di gas naturale alle utenze civili, alle piccole utenze industriali, agli artigiani, alle aziende del terziario e alla pubblica amministrazione viene realizzata all'interno del territorio urbano dalle *aziende di distribuzione*, rappresentate da , aziende speciali o municipalizzate (società di capitali anche a totale capitale pubblico "S.p.a."), imprese private concessionarie che hanno avuto nel corso degli anni, antecedenti il Decreto Letta, affidamento di concessioni o attraverso affidamento diretto o attraverso gare ad evidenza pubblica, gare riservate ad aziende del settore non comprovanti requisiti tecnico-economici ed esperienze nel settore.

In pratica l'attività di convogliamento del gas viene effettuata attraverso reti di distribuzione locale di piccolo diametro (intorno ai 4 pollici); tale rete presenta livelli di pressione medi (tra 0,5 e 5 bar) e bassi (inferiori a 0,5 bar) che sono in genere analoghi a quelli richiesti dalle apparecchiature di utilizzazione di questo tipo di utenze (caldaie murarie, centrali di riscaldamento, scaldabagni, ecc.).

Il minor legame riscontrato tra la fase del trasporto dorsale e quella di distribuzione secondaria, rispetto alla distribuzione primaria, trae origine anche dalle caratteristiche tecniche del servizio. Mentre infatti la fornitura di gas alle utenze primarie avviene a livelli di pressione

assai prossimi a quelli del gas che circola nei gasdotti di trasporto ad alta pressione, la fornitura domestica avviene a livelli di pressione molto più bassi, per motivi legati sia alla sicurezza che alle dimensioni dei consumi.

L'allaccio della rete ad alta pressione alla rete di distribuzione secondaria, pertanto, deve contenere anche impianti di decompressione del gas che individuano una sorta di discontinuità nella rete e che ne sanciscono anche la distinzione funzionale ed economica.

1.6 L'UTILIZZO DEL GAS-NATURALE

Per il gas naturale sono previste quattro tipologie di utilizzi:

- domestici;
- industriali;
- termoelettrici;
- per autotrazione.

1.6.1 USI CIVILI

Nelle case delle utenze civili il gas naturale è adoperato per la cottura dei cibi, per la produzione di acqua calda, per il riscaldamento individuale e centralizzato e può anche essere usato per il condizionamento degli ambienti.

Anche se non ancora molto diffuso, il gas naturale conosce, inoltre, una rapida espansione come combustibile per autoveicoli.

Oggi nel mondo circolano oltre un milione di autovetture alimentate con il gas naturale.

1.6.2 USI INDUSTRIALI

Le industrie fanno ricorso al gas naturale non solo per scaldare o rinfrescare gli ambienti, ma anche per numerose altre applicazioni che rendono più efficienti ed economici i processi produttivi. Sono di seguito elencati alcuni dei più importanti impieghi produttivi del metano in diversi ambiti settoriali:

- metallurgia: le applicazioni più frequenti riguardano il comparto del ferro e delle sue leghe, ghisa e acciaio. Viene utilizzato nei forni per trattamenti termici, nelle lavorazioni in cui vengono richieste atmosfere controllate, nel decapaggio, nella fosfatazione, nei trattamenti elettrolitici e nel riscaldamento delle siviere impiegate per il trasporto del metallo fuso;
- laterizi e ceramica: il metano è diffuso soprattutto nella produzione di piastrelle da rivestimento e da pavimento nonché di vasellame e ceramica artistica. Nell'ambito dei laterizi (mattoni, tegole) i forni di essiccazione e di cottura a gas naturale consentono di conferire ai prodotti un aspetto estetico più gradevole di quello ottenibile con altre tecniche. L'impiego del gas ha reso possibile lo sviluppo del ciclo 'a cottura rapida', che consente una notevole riduzione dei tempi produttivi;
- vetro: l'assenza di residui di combustione e la facilità di regolazione della temperatura rendono il metano particolarmente adatto all'alimentazione dei forni a ciclo continuo per la produzione vetraria sia 'a lastre' che 'cava';
- oreficeria: in virtù della sua flessibilità d'utilizzo e purezza di fiamma, il gas naturale è ampiamente utilizzato per la costruzione e saldatura di oggetti preziosi;
- tessitura: il gas naturale fornisce l'energia necessaria alla rasatura del pelo o delle pezze e al termofissaggio;
- carta: si ricorre al metano per l'essiccamento veloce degli inchiostri.

Tra i vari utilizzi del gas naturale, è il termoelettrico quello che conosce la più rapida espansione, anche grazie allo sviluppo di nuove tecnologie di produzione.

Il gas naturale può essere infatti impiegato in sostituzione delle altre fonti fossili, petrolio e carbone, come combustibile nelle centrali elettriche. In modo particolare la produzione di energia elettrica può convenientemente avvenire in impianti di cogenerazione o in impianti a ciclo combinato con turbina a gas.

La cogenerazione è una tecnologia che consente la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica (calore) attraverso un unico impianto.

Questo sistema consente di conseguire un risparmio energetico di circa il 30 per cento rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e di calore, oltre un vantaggio ambientale rilevante.

Dopo la combustione il gas viene lasciato espandere in turbina producendo elettricità all'alternatore, mentre i gas di scarico vengono sfruttati come fonte di calore. Il calore prodotto sotto forma di vapore ad elevata temperatura può essere impiegato per distribuzione diretta ad utenze tecnologiche oppure il vapore viene immesso in reti di teleriscaldamento e quindi convogliato nei centri abitati ad uso riscaldamento. Alternativamente il calore può essere utilizzato per generare vapore che alimenta una turbina a vapore la quale aziona un generatore elettrico.

In quest'ultimo caso si ha il ciclo combinato gas-vapore.

Le tipologie di sistemi cogenerativi si distinguono in:

- ciclo con turbina a vapore;
- ciclo con turbina a gas;
- ciclo con motore endotermico (tipo Diesel o Otto).

Il gas naturale è il combustibile più idoneo per turbogas e motori endotermici.

1.7 L'IMPATTO AMBIENTALE

A parità di altre condizioni, il gas naturale provoca un impatto ambientale generalmente inferiore a quello degli altri combustibili fossili e consente spesso, come visto, il ricorso a tecnologie di trasformazione energetica più efficienti e meno costose.

Sappiamo che nella fase di estrazione il gas naturale si trova spesso associato al petrolio: è pertanto analoga la ricaduta ambientale delle due fonti.

Rispetto alle altre fonti fossili è molto più contenuto l'impatto nelle fasi di trasporto e trasformazione, infatti il gas naturale non richiede né la raffinazione, di cui necessita invece il petrolio, né il lavaggio, come il carbone. Il trasporto effettuato via condotta, resa conveniente dalla natura gassosa del prodotto, evita gli inconvenienti delle perdite in mare di prodotti petroliferi, mentre, soprattutto a livello locale, riduce il traffico, le conseguenti emissioni di

fumi di scarico delle autobotti e la dispersione della polvere di carbone che si determina nel caso di trasporto di tale combustibile.

Il gas naturale è prevalentemente composto da metano (formula chimica CH_4), per cui esso è caratterizzato da un rapporto fra idrogeno e carbonio prossimo al valore di 4.

A differenza del petrolio e del carbone, il gas naturale non contiene praticamente composti metallici e solo tracce di zolfo. La sua combustione avviene allo stato gassoso, quindi con elevato rendimento energetico, e con emissioni quasi esclusivamente composte da anidride carbonica (CO_2) e acqua (H_2O), mentre trascurabili risultano le emissioni di composti solforati, ossidi di azoto, polveri, idrocarburi aromatici e composti metallici.

L'elevato rapporto di idrogeno che caratterizza il gas naturale consente di limitare l'emissione di anidride carbonica per valori inferiori del 25-30 per cento rispetto al petrolio e del 40-50 per cento rispetto al carbone, a parità di energia prodotta. Tuttavia, una volta rilasciata nell'atmosfera, la molecola di metano produce un effetto serra 21 volte più intenso di quello della molecola di anidride carbonica in termini di potere riscaldante globale valutato su un orizzonte di 100 anni. Ciò impone di limitare le perdite di gas naturale nell'atmosfera prima della combustione, soprattutto nelle fasi di produzione, trasporto e distribuzione.

Anche per quanto attiene alla produzione di energia elettrica sono presenti positive ricadute ambientali. In confronto agli altri combustibili fossili, gli elevati rendimenti termodinamici raggiungibili mediante i cicli combinati alimentati a gas metano consentono, oltre che di conseguire un vantaggio economico, anche un vantaggio in termini di emissioni nell'ambiente per kWh prodotto.

Nella tabella 1.3 è mostrato un confronto tra l'impatto ambientale di una centrale termoelettrica convenzionale ad olio combustibile e una centrale a ciclo combinato a gas naturale. Quest'ultima non effettua emissioni in atmosfera di alcuni composti e, ad eccezione dell'ossido di carbonio (CO), presenta valori di emissioni notevolmente inferiori a quelle relative alla centrale termoelettrica ad olio.

Tabella 1.3. L'impatto ambientale: tecnologie a confronto⁵

⁵ Fonte: Elaborazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Fondazione Eni Enrico Mattei.

<i>TECNOLOGIA</i>		<i>TURBINA A VAPORE A OLIO COMBUSTIBILE</i>	<i>CICLO COMBINATO A GAS NATURALE</i>
RENDIMENTO (%)		40,0	46,7
EMISSIONI IN ATMOSFERA	CO (mg/kWh)	79,7	216,1
	NO _x (mg/kWh)	531,2	432,3
	SO ₂ (mg/kWh)	1062,5	-
	CO ₂	773,9	445,7
	polveri sospese (mg/kWh)	132,8	-
	produzione di ceneri(mg/kWh)	468,8	-

CAPITOLO 2

IL MERCATO DEL GAS-NATURALE

Nel presente capitolo verrà presentato un quadro globale dei mercati del gas naturale italiano e comunitario. Saranno evidenziate le caratteristiche strutturali dei singoli mercati lungo l'intera filiera del gas, a partire dalla produzione, proseguendo con le fasi intermedie di trasporto e distribuzione fino alla vendita finale, nonché presentati i principali soggetti operanti. Si effettueranno confronti tra paesi sul ruolo che il gas naturale svolge tra le fonti energetiche primarie, sulla ripartizione dei consumi e sulle prospettive evolutive.

2.1 IL MERCATO ITALIANO

2.1.1 *LO SVILUPPO STORICO DEL GAS-NATURALE IN ITALIA*

È possibile effettuare una ricostruzione 'a volo d'uccello' delle varie fasi (se ne possono individuare tre) dello sviluppo storico del mercato del gas naturale nel nostro paese.

Nella prima fase di "decollo" tra il 1950 e il 1970, grazie all'intervento pubblico, si diede avvio all'industria del gas naturale in Italia con la legge istitutiva dell'Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) del 1953 n. 136, nella quale già si ponevano le basi per una struttura monopolistica del settore per effetto dei privilegi accordati ad Eni circa le condizioni di sfruttamento dei giacimenti in Val Padana. Dal 1926 nel campo della ricerca e sfruttamento degli idrocarburi era comunque già operativa l'Azienda Generale Italiana Petroli (AGIP) che venne poi controllata da Eni.

I consumi prossimi a zero nel 1945 e intorno a 500 mil. m³ nel 1950 aumentano di 13 volte a 6,5 mld. m³ nel 1960 per poi raddoppiare a 13 nel 1970 (tabella e figura 2.1). Gli impieghi di gas sono per i 2/3 concentrati nel settore industriale (in particolare: siderurgia, chimica, materiale da costruzione, vetro e ceramica), mentre negli usi civili la penetrazione avviene con estrema gradualità.

Nel 1970 appena il 10 per cento del mercato degli usi domestici è coperto dal metano, assorbendo circa un 20 per cento di tutti i suoi impieghi.

Tabella 2.1. Lo sviluppo del gas in Italia (miliardi di metri cubi, Gm3)⁶

Anni	Disponibilità			Consumi			
	Produzione	Import	Totale	Industria	Civile	Elettr.	Altri
1950	0,5	-	0,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1960	6,5	-	6,5	4,8	0,6	0,5	0,6
1970	13,1	-	12,8	8,0	2,4	1,6	0,8
1980	12,5	14,4	27,6	13,6	10,3	2,4	1,3
1990	17,0	30,9	47,6	17,8	19,2	9,9	0,7
2000	16,6	58,8	75,4	25,0	28,3	21,1	1,0
2007	9,1	73,3	82,4	22,3	17,3	37,2	5,6

La politica del metano perseguita in quegli anni si proponeva principalmente l'obiettivo di sviluppare una risorsa energetica interna, così da ridurre la dipendenza dal petrolio estero. La politica dei prezzi è strutturata in modo da sottrarre mercato proprio all'olio combustibile, principale sostituto del gas negli usi industriali, con sconti sui prezzi di quest'ultimo che raggiungono anche il 10–15 per cento.

La seconda fase, quella dello "sviluppo", copre gli anni '70 e '80 e vede una forte crescita della domanda trainata dagli usi civili che passano dal 21% degli utilizzi di metano del 1970 al 41% del 1982, mentre la restante quota di consumi si distribuisce per il 43% all'industria, il 12% nella generazione elettrica, la quale comincia a prendere piede, e il 4% agli altri usi.

⁶ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale 2000 e 2007.

L'aspetto centrale di questa seconda fase è rappresentato dall'avvio della diffusione capillare del metano sul territorio e dalla penetrazione negli usi domestici, nella utenza industriale di minore dimensione e nel terziario.

La crescita dei consumi è dovuta allo sviluppo massiccio della rete di trasporto e di distribuzione realizzato ad opera della Società Nazionale Metanodotti (SNAM), nata nel 1941 proprio per la costruzione e l'esercizio delle condotte, nonché per la distribuzione e vendita di gas. Questo tipo di espansione modifica l'importanza e i ruoli dei diversi soggetti che interagiscono nel sistema metano ed anche le politiche di regolamentazione del settore. Se la prima fase si svolgeva sostanzialmente tra produttore nazionale (Agip), trasportatore e distributore primario (Snam), grandi utenti industriali e poche aziende di distribuzione finale, la seconda fase vede accentuarsi il ruolo industriale e commerciale della Snam, sia nell'upstream (in termini di importazione) che nel downstream, e mette in evidenza la rilevanza del comparto finale della filiera, quello distributivo.

Determinante è soprattutto il ruolo assunto dal sistema a rete per l'acquisizione del metano dall'estero (Olanda, Russia, Algeria) e la sua diffusione sul territorio. I monopoli naturali del trasporto e della distribuzione assumono pieno spessore e con essi le relative politiche di regolamentazione.

La terza fase, della "maturità", arriva fino ai giorni nostri e vede la crescita di tutte le tipologie di consumo.

L'ulteriore sviluppo delle reti di distribuzione (tabella 2.2) vede non solo la crescita dei consumi civili, che passano da circa 10 mld. m³ nel 1980 a 28 nel 2000, ma anche di quelli industriali che, per varie ragioni tra cui quelle ambientali, passano da 13,6 a 25 mld. m³ con una successiva diminuzione delle quantità consumate fino al 2007; lo sviluppo maggiore è comunque appannaggio degli usi termoelettrici, grazie a innovative tecnologie di generazione vedono crescere di quindici volte i consumi in quasi tre decenni attestandosi attorno ai 37 mld. m³ nel 2007.

Tabella 2.2. Evoluzione della rete metanodotti (km)⁷

	Dorsali	Distribuzione primaria	Totale reti alta pressione	Reti cittadine
1960	n.d.	n.d.	3.743	14.087
1970	n.d.	n.d.	8.241	33.407
1980	7.558	7.197	14.755	60.446
1990	9.823	12.496	22.319	120.000
2000	n.d.	n.d.	30.400	182.000
2007	n.d.	n.d.	32.930	230.000

2.1.2 LA STRUTTURA DEL SETTORE E LE PROSPETTIVE EVOLUTIVE

Il gas naturale è l'unica fonte energetica presente in quantità apprezzabile sul territorio nazionale. Negli ultimi decenni, rispetto alle altre fonti di energia, il gas naturale ha aumentato considerevolmente la propria quota sui consumi totali in fonti energetiche primarie, imponendosi come secondo input energetico per importanza dopo il petrolio. Il confronto tra le figure 2.1 e 2.2 mostra, la crescita tendenziale, tuttora in corso, dell'utilizzo di gas naturale e la progressiva sostituzione dei prodotti petroliferi.

⁷ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale 2000 e 2007.

Figura 2.1 La copertura del fabbisogno energetico primario in Italia nel 2002⁸

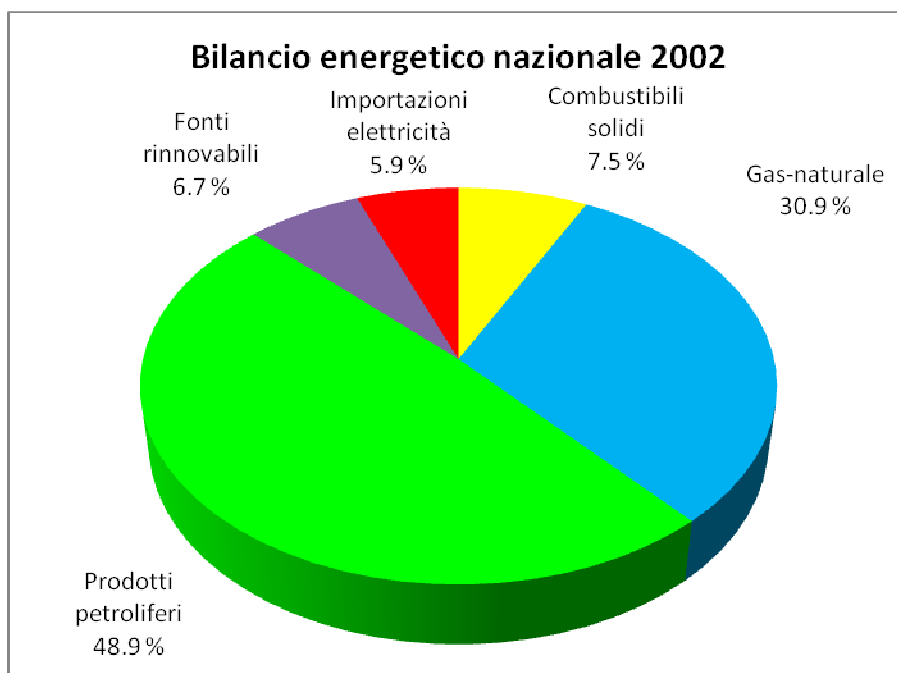
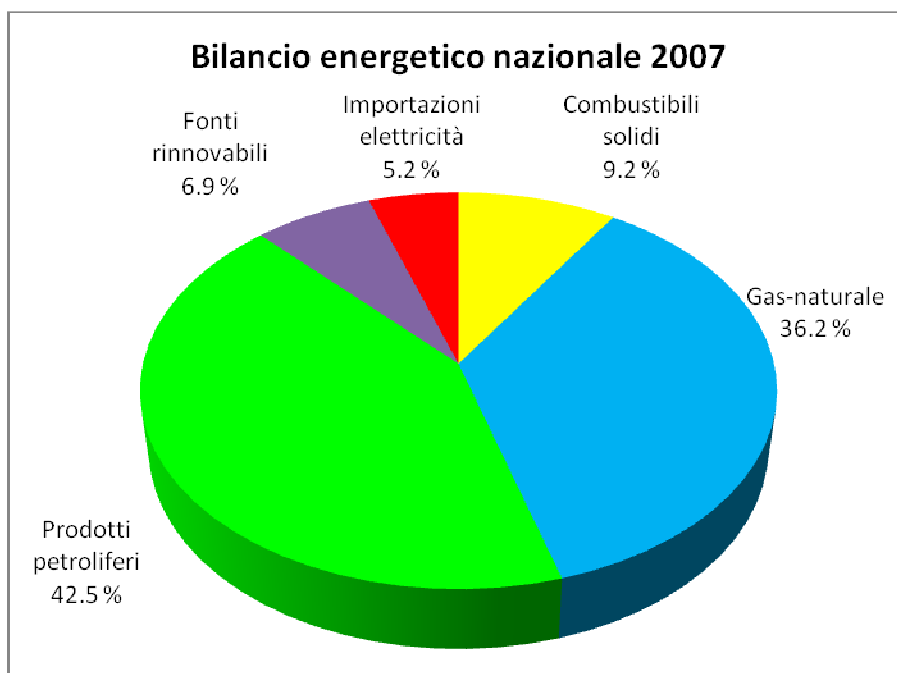


Figura 2.2 La copertura del fabbisogno energetico primario in Italia nel 2007⁹



⁸ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale 2002.

⁹ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale 2007.

Il consumo interno lordo di energia in Italia ha registrato dal 2002 al 2007 un aumento medio annuo dello 0,5%, passando da 188 Mtep a 194 Mtep.

La quota del gas naturale sui consumi energetici del paese è passata dal 31% del 2002 al 36% del 2007. Il gas naturale ha rappresentato la fonte combustibile fossile interessata dalla crescita più rapida, con un aumento medio annuo pari al 3,8%.

Nel nostro paese le attività di ricerca e produzione di idrocarburi sono localizzate in quattro aree: Val Padana, mare Adriatico e Ionio, Appennino meridionale e Sicilia. Come già accennato nel precedente paragrafo, 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 attività.

Dei circa 250 miliardi di metri cubi di gas costituenti le attuali riserve certe, il 19% si trova nell'area ex Eni, mentre la rimanente quota è localizzata sul restante territorio nazionale. Se si includono anche le riserve probabili e possibili si arriva fino a 812 miliardi di m³ così ripartiti:

- area padana 160
- penisola e off-shore calabro 103
- Adriatico 527
- Sicilia on/off-shore e Tirreno 22

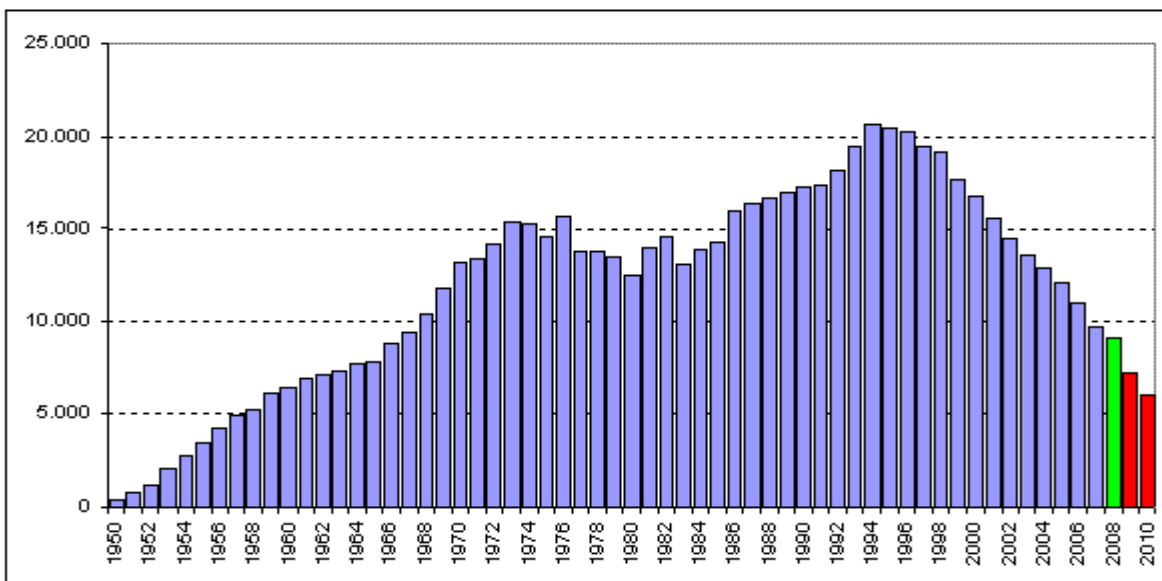
Agip ha svolto per anni il ruolo di società caposettore, controllata al 100% da Eni, delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Dal 1° gennaio 1998 Agip è stata incorporata nella holding Eni.

La figura 2.3 mostra l'andamento discendente della produzione di gas in Italia, trend iniziato nel 1994 quando si era raggiunto il massimo storico con 20,5 miliardi di m³ di gas, poi progressivamente in flessione negli anni successivi anche a causa del declino naturale dei giacimenti, non reintegrati da nuovi campi di sviluppo.

Nel 2007 l'offerta interna di gas naturale è continuata a diminuire fino a 9,1 miliardi di m³, di cui 7,8 sono stati prodotti dal Gruppo Eni (circa l'85% dell'intera produzione nazionale), mentre gli altri operatori indipendenti hanno prodotto la quota rimanente di 1,3 miliardi di m³. Tra questi ultimi Edison Gas SpA, controllata dalla società Edison SpA, rappresenta il produttore di maggiori dimensioni che nel 2007 ha prodotto 0,67 miliardi di m³ di gas, pari al 7,3% della produzione interna, concentrati in una serie di giacimenti sul mare Adriatico al largo delle coste abruzzesi e nell'Italia centrale.

Figura 2.3 L'evoluzione della produzione nazionale 1950 – 2010 (milioni di m³)¹⁰



La tabella 2.3 mostra il bilancio del gas naturale nel 2007 per quanto riguarda la ripartizione della produzione e delle importazioni da parte degli operatori presenti, nonché altre informazioni come la variazione delle scorte, la disponibilità, i consumi per segmento, ecc.

Tabella 2.3 Bilancio del gas-naturale in Italia nel 2007¹¹

¹⁰ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

	Eni	Enel	Edison	2-5 Gm ³	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1G(m ³)	Totale
Produzione nazionale netta	7,9	-	0,7	-	-	0,6	0,0	9,1
Importazioni nette ^(A)	47,1	9,3	5,9	7,7	2,1	1,1	0,0	73,2
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,2	3,0	0,1	-	-	4,4
Variazioni scorte	1,3	0,2	0,2	0,0	-0,1	-0,3	0,0	1,3
stoccaggi al 31 dicembre 2006	4,3	1,0	0,8	1,0	0,2	0,5	0,0	7,7
stoccaggi al 31 dicembre 2007	2,9	0,7	0,6	1,0	0,3	0,8	0,0	6,4
Acquisti sul territorio nazionale	2,1	8,5	5,9	12,4	6,0	14,9	4,4	54,2
da Eni	1,0	3,0	3,6	4,9	2,4	5,1	1,2	21,2
- di cui gas release alla frontiera	-	0,1	0,2	0,8	0,2	0,5	0,1	1,8
- di cui gas release al PSV	0,0	0,0	-	0,6	0,1	0,1	0,0	0,9
da Enel	-	4,8	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	5,5
da Edison	0,0	0,3	0,7	0,1	1,1	1,2	0,5	3,8
da altri operatori	1,1	0,3	1,4	7,4	2,5	8,4	2,6	23,7
Cessioni ad altri operatori	22,4	5,7	4,3	8,8	4,4	7,8	0,4	53,8
- di cui vendite al PSV	2,8	0,2	0,5	1,5	1,8	2,1	0,1	9,0
Trasferimenti netti	-22,5	-6,5	-4,3	-8,7	-4,2	-7,5	-0,5	-0,1
Consumi e perdite ^(B)	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0
Autoconsumi	4,7	-	6,1	1,4	0,8	0,2	0,0	13,2
Vendite finali	30,5	11,3	2,2	9,9	2,9	8,3	3,9	69,1
al mercato libero	24,2	9,5	1,9	6,9	1,8	4,2	1,6	50,0
al mercato tutelato	6,3	1,9	0,2	3,0	1,2	4,1	2,4	19,1
Vendite finali per settore	30,5	11,3	2,2	9,9	2,9	8,3	3,9	69,1
generazione elettrica	11,6	7,8	1,5	1,7	0,7	0,7	0,1	24,2
industria	12,3	1,5	0,4	3,8	0,9	2,4	0,9	22,2
commercio	1,7	0,3	0,0	1,0	0,3	1,5	0,8	5,6
domestico	5,0	1,7	0,2	3,3	1,0	3,7	2,2	17,0

Il 2007 è stato un altro anno di relativa stabilità nel settore del gas naturale secondo i dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico (MSE).

La produzione nazionale, come ormai da molti anni, ha continuato a ridursi scendendo poco sotto la soglia dei 10 mld. m³. Grazie all'uso degli stoccaggi, da cui sono stati prelevati complessivamente circa 1,3 mld. m³ anche le importazioni dall'estero sono diminuite del 4%, scendendo a 73,9 dai 77,4 mld. m³ del 2006.

Anche in base alle dichiarazioni degli operatori il consumo di gas in Italia appare in sostanziale stabilità rispetto agli anni precedenti il 2007: sommando alle vendite, che hanno toccato 69,1 mld. m³ gli autoconsumi, pari a 13,2 mld. m³, si ottiene infatti un consumo complessivo stimabile in 82,3 mld. m³. Tale consumo è stato coperto per 8,8 mld. m³ con la produzione nazionale e principalmente con le importazioni, che hanno raggiunto 73,2 mld. m³. Parte del gas è arrivato anche dagli stoccaggi: la variazione delle scorte mostra infatti un valore positivo, pari a 1,3 mld. m³.

Sul fronte dell'approvvigionamento è apprezzabile lo sforzo dei gruppi minori che hanno realizzato 0,6 mld. m³ di produzione e procurato circa 9 mld. m³ di importazioni, seppure per un terzo mediante acquisti da Eni Spa oltre frontiera. Le scorte vengono utilizzate dai gruppi

¹¹ Fonte: Ibidem.

di più ampia dimensione, probabilmente anche in virtù della loro maggiore specializzazione nelle vendite destinate ai grandi consumatori industriali e termoelettrici.

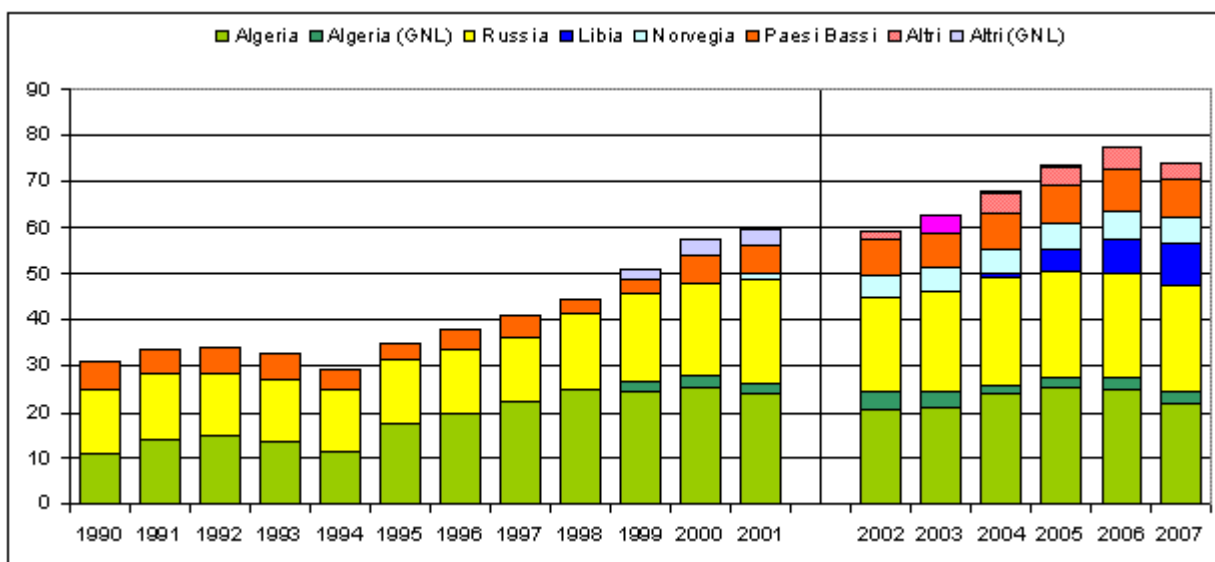
Gli autoconsumi costituiscono una voce molto importante per i gruppi che possiedono la generazione elettrica. Come si vede, la cifra è rilevante per i gruppi Eni ed Edison Spa, nonché per i gruppi di più ampia dimensione. La voce autoconsumi di Enel Spa è nulla in quanto il gas destinato alle proprie centrali viene venduto al pari di una normale cessione alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica, come si può vedere anche dal fatto che le vendite al settore della generazione termoelettrica di Enel rappresentano quasi il 70% delle vendite finali del gruppo. I gruppi di dimensioni minori, con vendite che sono inferiori ai 100 mil. m³, concentrano l'attività sul mercato finale, in particolare sul mercato tutelato al quale destinano il 60% del gas. Tali gruppi sembrano, infatti, particolarmente specializzati nelle vendite ai clienti domestici: la quota di gas destinato a tale settore è per questa classe di operatori pari al 55% delle vendite finali, a fronte di quote che oscillano dall'8% di Edison al 44% dei gruppi che vendono fino a 1 mld. m³. Del resto, fatta eccezione per il gruppo Edison, la quota di gas destinata alle famiglie cresce al diminuire del volume complessivo di gas venduto, a dimostrazione di come i piccoli operatori non riescano a essere competitivi su clienti con consumi decisamente più consistenti. Il contrario accade per la generazione elettrica che è rifornita principalmente dai gruppi più ampi.

Nell'attività di importazione si riscontra in Italia un monopolio di fatto della società Snam SpA, del gruppo Eni. Questa società, prossima ad essere incorporata per diventare una divisione Eni a fianco della divisione Agip, svolge l'attività di caposettore operativa per le attività di approvvigionamento, trasporto e distribuzione di gas naturale.

L'origine geografica delle importazioni italiane è storicamente riconducibile alle aree dell'ex URSS, dell'Algeria, dell'Olanda e, maggiormente in passato dalla Libia, che negli ultimi anni è tornata ad esportare rilevanti quantità verso l'Italia. La figura 2.5 evidenzia l'evoluzione storica, per paese di provenienza, delle importazioni di gas naturale dal 1990 al 2007.

Figura 2.4 La provenienza geografica delle importazioni (1990 – 2007)¹²

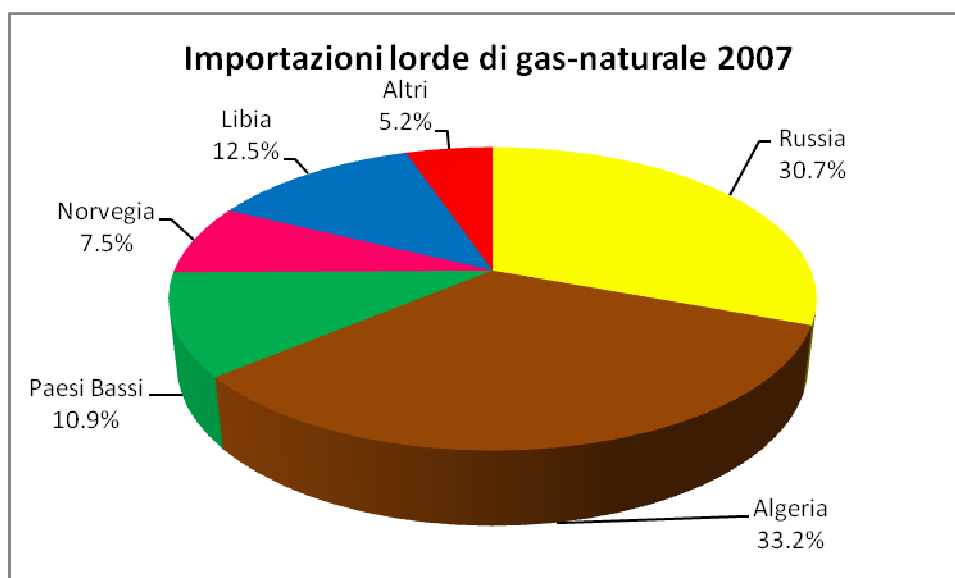
¹² Fonte: Ibidem.



Nonostante la riduzione delle quantità importate rispetto al 2006, la dipendenza dell'Italia dalle importazioni resta sensibilmente elevata. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, nel 2007 sono stati importati 73,8 mld. m³, il 4,1% di gas in meno rispetto al 2006, complessivamente l'87% del gas immesso in rete .

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. La figura 2.5 illustra la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza (fisica e non contrattuale).

Figura 2.5 Importazioni di gas-naturale nel 2007 secondo la provenienza¹³



¹³ Fonte: Ibidem.

Anche nel 2007 il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, da cui proviene il 33,2% del gas totale importato. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo (22,1 dei 24,5 mld. m³) giunti dall'Algeria sono entrati per questa via), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (30,7%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

La Libia è divenuto il terzo più importante paese di origine delle importazioni di gas in Italia; nel 2007 la sua quota ha raggiunto il 12,5%, superando per la prima volta le quote di Paesi Bassi e Norvegia, presi singolarmente.

Le importazioni dai paesi del Nord Europa, infatti, che insieme rappresentano il 18,4%, sono quelle provenienti dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,5%), che arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero). Il restante 5,2% del gas importato proviene da altri paesi.

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2007 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 3,2% dei volumi di importazione.

Anche in questo segmento della filiera, Eni appare dominante con una quota pari al 64,4% del totale e ben distanziata dagli altri operatori.

Al secondo posto si collocano infatti le importazioni di Enel Trade Spa, pari al 12,7% del totale, seguite da quelle di Edison (8,1%), Plurigas (3,9%), Gaz de France (2,7%) e Sorgenia Spa (2,2%). I primi tre soggetti importatori risultano acquisire poco più dell'85% del gas naturale importato in Italia.

Nella figura 2.6 di seguito riportata sono illustrati i punti di immissione del gas-naturale e le principali canalizzazioni internazionali di trasporto costituite da :

- il sistema Ttpc-Tmpc (gasdotto Transmed) che, attraversando la Tunisia e il Canale di Sicilia, collega l'Algeria a Mazara del Vallo trasportando il gas algerino;
- il sistema Tag che, attraversando l'Austria, collega Baumgarten, punto di consegna del gas russo, con Tarvisio;
- il sistema Tenp-Transitgas che, attraversando la Germania e la Svizzera, trasporta il gas proveniente dall'Olanda al passo Gries in Italia.

Figura 2.6 Il sistema dei gasdotti d'importazione¹⁴

¹⁴ Fonte: Eni, Fact Book, 1999.



Sul gasdotto d'importazione Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC) che convoglia il gas algerino attraverso la Tunisia al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo erano attesi, rispettivamente per il 1° aprile e per il 1° ottobre 2008, due aumenti della capacità di trasporto, per complessivi 6,5 mld. m³/anno. La realizzazione delle due tranches del potenziamento è scaturita dalla chiusura dell'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (Eni – Trans Tunisian Pipeline). Per quanto riguarda la prima tranche di 3,2 mld. m³/anno, la capacità è risultata assegnata alle società: Bidas (oggi Begas), Edison, Compagnia Italiana del Gas e Worldenergy; per la seconda tranche, a fronte di 45 richieste, gli assegnatari sono risultati: Enel e Sonatrach. Nell'ambito dei quantitativi assegnati nella prima *tranche*, vi è poi un quantitativo di margine di flessibilità per l'esecuzione del contratto a disposizione di Edison e Bidas. L'autorizzazione all'importazione è stata concessa a Sonatrading Amsterdam BV nel gennaio 2007; nel gennaio 2008 l'autorizzazione è stata trasferita a Sonatrach Gas Italia Spa. Per l'espansione del gasdotto la società Trans Tunisian Pipeline Company Ltd. (100% Eni) ha ottenuto nel dicembre 2007 un prestito dalla Banca europea degli investimenti di 185 milioni di euro.

Per quanto concerne il gasdotto Trans Austrian Gasleitung (TAG), nel 2007 vi è stato un incremento di capacità per 4 mld. m³/anno destinato al build up del IV contratto di Eni con

Gazprom. Per il primo ottobre 2008 è entrata in funzione della prima tranche, per 3,2 mld. m³/anno dei 6,5 complessivi, del potenziamento del gasdotto che ha visto l'allocazione della capacità primaria nel 2006 a circa 150 operatori, secondo modalità stabilite unilateralmente dal trasportatore. A oggi tale numero appare significativamente ridotto, per effetto di cessioni di capacità.

La seconda tranche è invece destinata a slittare all'ottobre 2009, in quanto nel corso del 2007 non è stato possibile avviare i lavori per la costruzione di una centrale di compressione nel comune di Weitendorf, in Austria, essenziale al potenziamento, a causa del mancato ottenimento dei necessari permessi autorizzativi.

Circa i potenziamenti di infrastrutture esistenti è da segnalare anche il progetto riguardante il Green Stream, il gasdotto d'importazione del gas libico in Italia che arriva al punto di entrata della rete nazionale di Gela.

La società dello stato libico National Oil Company (NOC) ed Eni, entrambe proprietarie del gasdotto, stanno valutando un progetto che ipotizza il raddoppio della capacità di esportazione dell'hub libico di Mellitah da 8 a 16 mld. m³/anno che potrebbe essere ottenuto attraverso un potenziamento da 3 mld. m³/anno del Green Stream e la costruzione di un nuovo terminale di liquefazione di GNL da 5 mld. m³/anno. Un accordo strategico su tale progetto è stato firmato nell'ottobre 2007 tra le due società. L'intesa è stata ratificata dal governo libico nel febbraio scorso.

Per quanto riguarda i nuovi gasdotti in fase di progetto di possibile interesse per il nostro paese, si segnalano infine gli annunci in merito a un nuovo gasdotto che collegherebbe Germania e Italia attraverso l'Austria, il Tauern Gas Leitung, promosso da E.On Ruhrgas. Il gasdotto, la cui entrata in funzione potrebbe realizzarsi nel 2014, dovrebbe essere partecipato da E.On Ruhrgas per il 45%, da Energie AG Oberösterreich e Salzburg AG con il 15%, Rohöl- Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) con il 10% e da Kelag e Tigas con il restante 15% in parti uguali.

A parte E.On Ruhrgas e Salzburg AG, si tratta per il resto di operatori di reti locali austriache. Ha come obiettivo di portare in Europa centrale, e soprattutto in Germania, gas dall'Italia e/o da un possibile terminale GNL in Croazia (anche se il gasdotto nasce come bidirezionale per possibili importazioni in Italia).

Il progetto si integra con il previsto raddoppio della capacità di stoccaggio, da 1,2 a 2,4 mld. m³, del giacimento di Haidach (in Austria) di proprietà delle società RAG, Gazprom Export e Wingas.

Tabella 2.4 Nuovi gasdotti in progetto¹⁵

PROGETTO	SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m ³)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)	EGL; Statoil Hydro (quote paritetiche)	Brindisi	10/20	520	2006	---	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m ³) per 25 anni; attesa decisione finale sull'investimento per la seconda metà del 2009.
IGI Interconnector Italia-Grecia	DEPA; Edison (quote paritetiche)	Otranto	8/10	212	2005	2012	Concessa esenzione 100% per 25 anni a determinate condizioni. Ottenuta ratifica da Commissione europea.
Interconnectirol (Italia-Austria)	SEL (Provincia di Bolzano 93,9%)	Bressanone	1,3	48	In corso	2009	Finanziamento concesso nell'ambito del Regolamento TEN.
GALSI (Algeria-Italia)	GALSI (Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; Sfirs 11,6%; Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia-Iglesias)	8	940	2005	2012	Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria; attesa decisione finale sull'investimento a metà del 2009.

Per quanto riguarda la distribuzione interna nel nostro paese diciamo che Eni, tramite Snam, possiede a fine 2007 circa 30.000 km di rete di trasporto ad alta pressione, pari al 96 per cento del totale delle reti presenti in Italia. In figura 2.7 è riportata la rete di gasdotti Snam a tale data.

Oltre a Snam, gli unici due operatori che possiedono una rete di trasporto di gas naturale ad alta pressione sono le società Edison Gas e Società Gasdotti del Mezzogiorno (di cui la prima

¹⁵ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

controlla circa il 35 per cento del capitale). La rete di queste due società nel 2000 si estendeva per 1200 chilometri in alcune aree delle regioni Abruzzo, Lazio, Molise e Puglia.

Con riferimento invece all'attività di stoccaggio e dispacciamento, a seguito del regime di esclusiva legale sulle attività di coltivazione e trasporto in Val Padana, Eni ha goduto, sino al dicembre 1996, di un monopolio di fatto nell'attività di stoccaggio di gas naturale. Attualmente perdura la situazione di un unico operatore, dato che Eni/Agip possiede 9 centri di stoccaggio costituiti da giacimenti esausti, con una portata di picco di 270 milioni di metri cubi di gas al giorno ed una capacità totale disponibile di 28 miliardi di metri cubi l'anno, a loro volta distinti in 15 miliardi di 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 in pressione il giacimento. Otto dei nove campi di stoccaggio si trovano in Italia settentrionale all'interno della zona 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, altri due sono collocati nella zona orientale dell'Emilia Romagna; l'unico campo di stoccaggio situato al centro-sud si trova a San Salvo (provincia di Chieti).

L'altro operatore attivo nello stoccaggio è Edison Gas che dispone solamente di due piccoli campi di stoccaggio (Cellino e Collalto) che, insieme, realizzano una capacità massima di stoccaggio di working gas pari a 112 milioni di metri cubi.

La figura 2.7 mostra la distribuzione attuale dei campi di stoccaggio, delle centrali di spinta e la rete di trasporto, oltre la posizione del terminale di rigassificazione di Panigaglia e i punti di ingresso dei gasdotti di importazione, tutto di proprietà Eni, tramite Agip e/o Snam.

Data la diretta contiguità fisica tra le infrastrutture di trasporto dorsale e quelle di distribuzione primaria, nonché le analoghe caratteristiche di pressione del gas che fluisce nei due tronchi di metanodotti, in Italia l'attività di vendita di gas naturale alle aziende di distribuzione ed alle utenze industriali o termoelettriche è stata sempre appannaggio dei soggetti operanti in alta pressione, cioè Snam e, in misura minore, Enel, Edison Gas e Società Gasdotti del Mezzogiorno, pur non essendoci alcuna esplicita previsione normativa al riguardo.

Figura 2.7 Le infrastrutture di trasporto in Italia nel 2007¹⁶

¹⁶Fonte: Eni, Fact Book, 2007.



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 situata all'interno di un agglomerato urbano. In casi siffatti la vendita di gas naturale è effettuata dal distributore civile: ciò è preferito anche per motivi di sicurezza poiché il trasportatore per servire l'utenza 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 forniture in deroga, l'utenza industriale che riceve il gas ad una pressione "civile" (5 bar circa) dovrà dotarsi di un apparecchio di ricompressione per riportare il gas naturale alla pressione conforme alle proprie necessità.

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

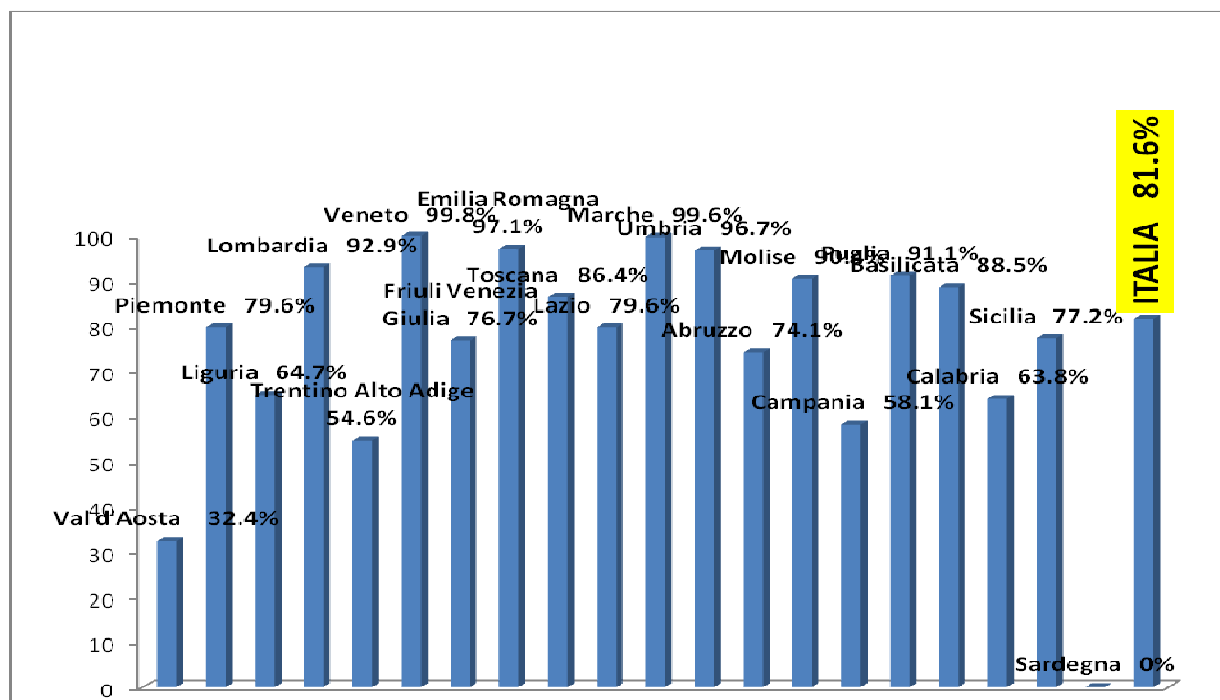
Il metano è distribuito in 5.750 comuni italiani ed il numero di utenti è di circa 20 milioni. L'85 per cento della popolazione italiana risiede in comuni dotati del servizio, mentre oltre il 67 per cento è allacciata al servizio.

La diffusione del servizio non è uniforme nelle varie aree del paese. In termini di abitanti che risiedono nei comuni serviti e quindi a livello di grado di copertura (figura 2.8) le regioni del centro-nord, con l'eccezione del Trentino Alto Adige e della Val d'Aosta, evidenziano punte di penetrazione vicine, e spesso superiori, al 95 per cento, mentre nelle regioni meridionali la diffusione del gas risulta contenuta.

La popolazione delle regioni del sud che risiede in comuni dotati del servizio non arriva al 66 per cento.

Il programma di metanizzazione della Sardegna è ancora oggi in fase di sviluppo.

Figura 2.8 Grado di copertura delle regioni (%) nel 2007¹⁷



Tra i fattori che hanno determinato un impulso alla penetrazione del gas naturale per gli usi domestici si possono annoverare:

- 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 e si è incentivata l'attività di investimento in nuove reti di distribuzione;

¹⁷ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

- la decisione di agevolare la metanizzazione delle regioni meridionali attraverso la corresponsione di varie forme di incentivazione pubblica, anche di provenienza comunitaria;
- l'uso dello strumento fiscale; per una serie di motivi, tra cui la preferenza ottenuta per effetto della maggiore compatibilità ambientale, il gas naturale gode di un regime di fiscalità più vantaggioso rispetto agli altri combustibili da riscaldamento.

Il servizio di distribuzione secondaria di gas all'utenza civile è stato definito di pubblica utilità in base al Regio decreto 2578 del 1925. Si tratta di un servizio riservato ai comuni, che possono scegliere la forma di gestione in base ad una delle modalità previste all'articolo 22, terzo comma, della legge 142/90 sull'ordinamento delle autonomie locali, peraltro in via di superamento. Sono possibili quattro forme di organizzazione per la fornitura del servizio:

- la concessione a terzi: è la forma più diffusa di gestione. In questo tipo di gestione il servizio del gas viene aggiudicato tramite gara e regolato mediante una convenzione tra azienda e comune. La quasi totalità delle concessioni (circa il 96 per cento) riguarda aziende di diritto privato (Spa o Srl);
- le aziende speciali: sono istituite dall'amministrazione comunale. A differenza delle ormai scomparse aziende municipalizzate, hanno propria forma giuridica, fisionomia patrimoniale e finanziaria e autonomia imprenditoriale; il loro statuto è approvato dal consiglio comunale o provinciale e specifica le condizioni dei servizi resi. La legge 27 ottobre 1995, n.437 ha ammesso la possibilità di costituire aziende speciali da parte di più comuni e/o altri enti pubblici: in questi casi viene talvolta impiegato il termine di aziende speciali consortili;
- le società per azioni a maggioranza pubblica locale: svolgono il servizio sulla base dell'assegnazione diretta del servizio pubblico locale da parte dei comuni partecipanti al capitale sociale, mediante un rapporto analogo a quello delle aziende speciali;
- le gestioni in economia: sono generalmente limitate a casi di modeste dimensioni. Nel caso del gas il servizio viene svolto direttamente dall'ente locale, che opera con risorse interne.

Rilevazioni effettuate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel 2000, indicavano che il 67 per cento delle reti locali viene gestito in regime di concessione a imprese private, il 25 per cento mediante affidamento diretto ed il 7 per cento direttamente dal comune in economia.

In termini di estensione delle tubazioni (oltre 230.000 km), meno del 30 per cento delle reti è di proprietà dei comuni; circa il 60 per cento è di proprietà delle imprese con forme di devoluzione al termine dell'affidamento ai comuni in prevalenza onerose a prezzi di stima industriale; la rimanente percentuale, sempre di proprietà delle imprese è devolvibile ai comuni a titolo gratuito.

L'attività di distribuzione secondaria è caratterizzata da un notevole frammentazione in termini sia di soggetti che vi operano, sia delle loro dimensioni.

Nonostante negli ultimi anni si siano fatti più intensi i processi di fusione per incorporazione di alcune aziende, il numero di distributori è rimasto elevato, pari a circa 400.

L'Eni attraverso l'Italgas, controllata al 41 per cento, è leader in Italia nel settore della distribuzione del gas alle utenze civili, con una quota di mercato pari al 27 per cento.

I mercati della distribuzione secondaria di gas naturale per gli usi civili presentano un profilo geografico in linea di massima coincidente con il territorio comunale.

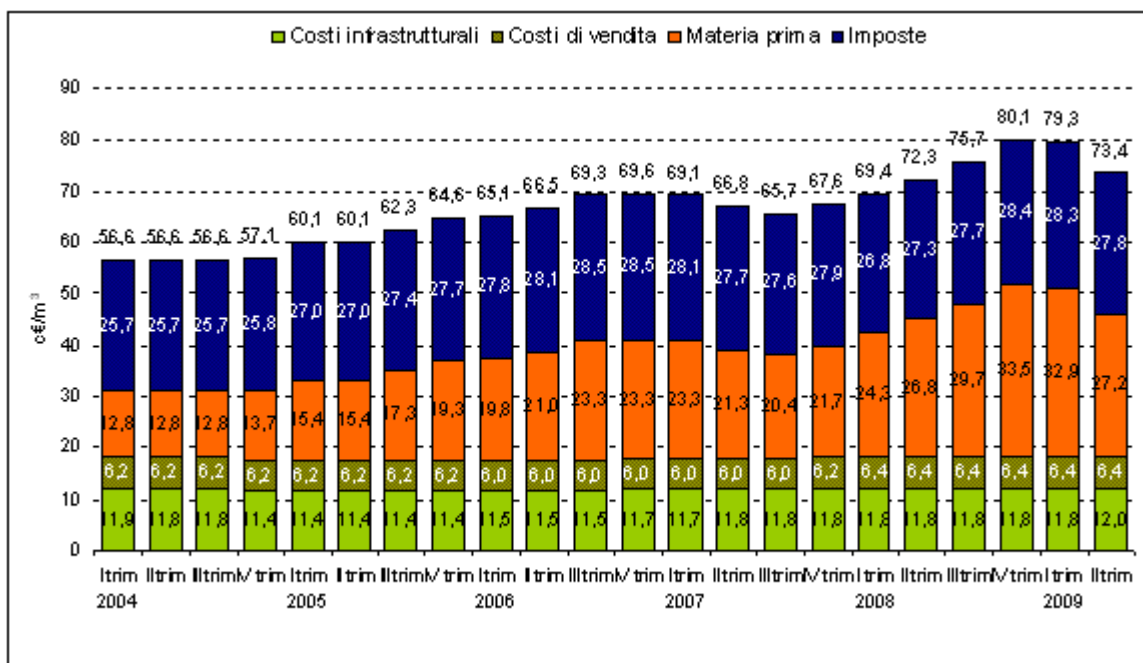
Il "bacino tariffario" rappresenta l'area comunale o, al limite, intercomunale a cui vengono applicate le condizioni tariffarie.

Le tariffe del gas praticate all'utenza civile sono sottoposte a regolamentazione da parte degli organi competenti (attualmente l'Autorità per l'energia elettrica e il gas); tali tariffe sono differenziate non soltanto per tipologia di consumo e dimensione dell'utente, ma anche per ambito territoriale.

Per fornire un riferimento reale relativo a quanto le imposte, i costi infrastrutturali, i costi di vendita e la materia prima hanno inciso sul prezzo finale di vendita del gas-naturale si riporta in figura 2.9 l'andamento che questi fattori hanno avuto negli ultimi anni, con specifico riferimento al consumatore domestico tipo :

Figura 2.9 Composizione prezzo del gas-naturale per un consumatore domestico¹⁸

¹⁸ Fonte: Ibidem.



La crescita della domanda di gas naturale rispetto alle altre fonti energetiche primarie è destinata a continuare e si prevede che nel 2010 il gas coprirà il 37% del fabbisogno energetico primario del paese, contro il 45 del petrolio, l'11 dell'energia elettrica primaria e delle fonti rinnovabili ed il 7 dei combustibili solidi.

Un elemento significativo che contribuisce al crescente apprezzamento del gas naturale è indubbiamente il minore impatto ambientale rispetto alle altre fonti fossili.

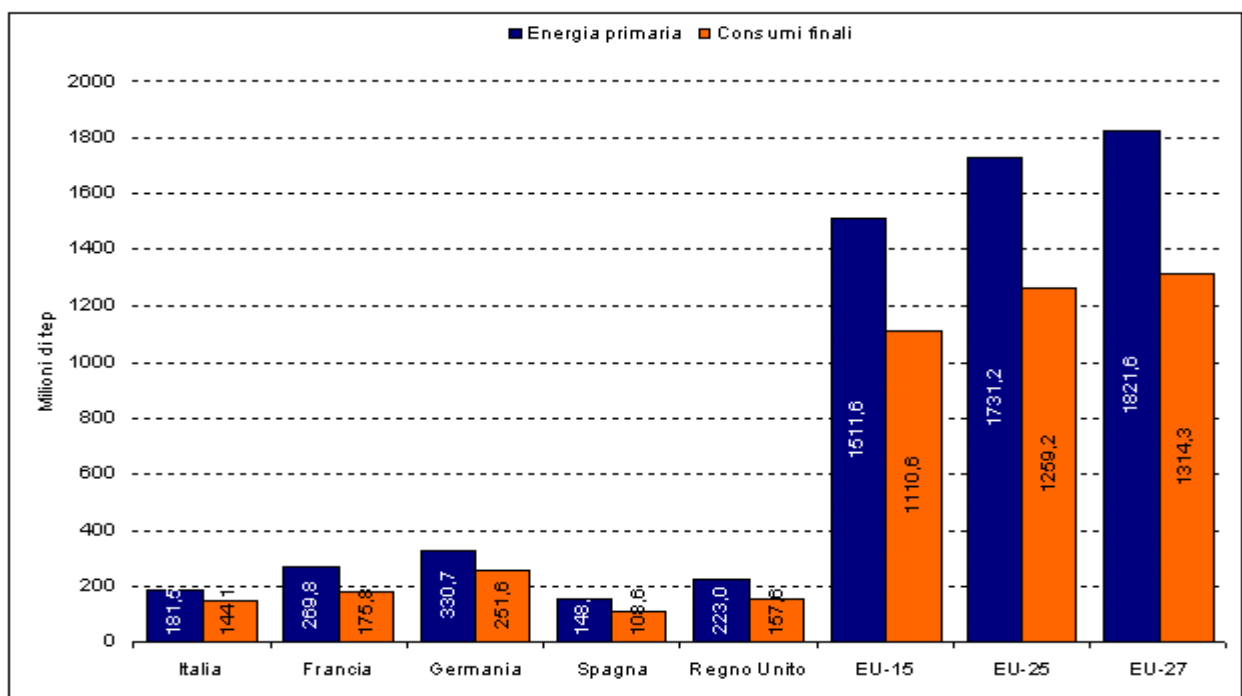
La crescita della domanda nei prossimi anni dovrebbe essere in larga parte assorbito dai consumi termoelettrici, in minor misura da quelli industriali, mentre i consumi civili dovrebbero rimanere sostanzialmente stabili o crescere moderatamente considerando che dal 1999 al 2009 i consumi civili sono cresciuti dell'8 per cento, quelli industriali del 33 per cento, quelli termoelettrici del 44 per cento, mentre gli altri impieghi non hanno subito variazioni di rilievo. La produzione nei prossimi anni dovrebbe scendere a causa del naturale declino dei giacimenti attualmente in sviluppo, a meno che non venga reintegrata da nuovi campi produttivi al momento in parte bloccata per motivi ambientali. In assenza di integrazioni produttive interne, tutta la domanda in eccesso dovrà essere coperta con le importazioni. In questo senso Snam si è mossa in anticipo, sia tramite il potenziamento delle infrastrutture di trasporto esistenti, sia mediante la sottoscrizione di nuovi contratti di importazione. In questo modo vengono limitati fortemente gli incentivi necessari affinché nuove imprese facciano il loro ingresso sul mercato delle importazioni di gas naturale.

Prevedendo tali limitazioni all'ingresso di nuovi soggetti il d. lgs. n. 164 del 23 maggio 2000, di recepimento della direttiva comunitaria 98/30/CE, prevede dei limiti, sotto forma di soglie massime, alle importazioni da parte di un unico soggetto.

2.2 IL MERCATO EUROPEO ED IL CONFRONTO FRA GLI STATI

Il consumo primario di energia nell'Unione Europea nel 2007 è risultato pari a circa 1821 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), circa il 20 per cento del consumo mondiale. Nel diagramma seguente sono riportati i valori di energia primaria e i consumi finali a confronto dei cinque Stati di maggior rilievo all'interno dell'Unione Europea (Italia, Francia, Germania, Spagna e Regno Unito) e l'Unione stessa differenziata in base agli stati membri di cui si compone, ossia EU-15, EU-25, EU-27:

Figura 2.10 Consumi di energia nel 2007¹⁹



La quota del gas è aumentata significativamente negli ultimi anni, confermando il suo ruolo nella copertura del consumo primario (figura 2.11 e tabella 2.6).

¹⁹ Fonte: Ibidem.

Figura 2.11 Energia primaria per fonte EU-27 nel 2007²⁰

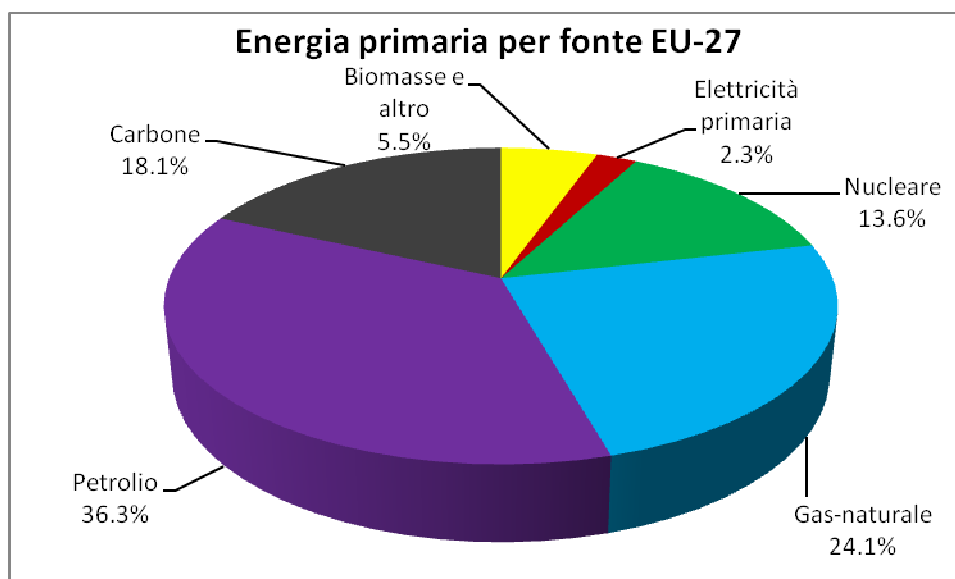


Tabella 2.5 Confronto fra Stati²¹

	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	EU-15	EU-25	EU-27
Altro (biomasse e altro)	3,0%	4,9%	5,7%	3,9%	1,8%	5,5%	5,5%	5,5%
Elettricità primaria	6,6%	1,9%	1,6%	3,4%	0,4%	2,6%	2,3%	2,3%
Nucleare	0,0%	40,7%	10,7%	9,4%	7,5%	14,7%	13,8%	13,6%
Gas naturale	38,3%	14,3%	22,9%	21,8%	36,7%	24,8%	24,0%	24,1%
Petrolio	43,0%	33,3%	33,8%	48,1%	36,0%	38,2%	36,7%	36,3%
Carbone	9,0%	4,9%	25,2%	13,4%	17,5%	14,3%	17,7%	18,1%

Un indicatore del grado di sviluppo del gas naturale nei vari paesi è rappresentato dalla quota dei consumi sul totale delle fonti di energia primaria impiegata. Esistono rilevanti differenze per quanto riguarda il ruolo che il gas naturale ha nella copertura del fabbisogno energetico dei singoli paesi, dovute alla diversa disponibilità di riserve di gas, alle diverse politiche energetiche nazionali e alla relativa competitività del gas naturale rispetto alle altre fonti primarie.

Il mercato europeo più maturo è quello olandese, dove la quota del gas copre circa il 50 per cento del consumo primario di energia. Gli altri paesi che più hanno sviluppato tale risorsa

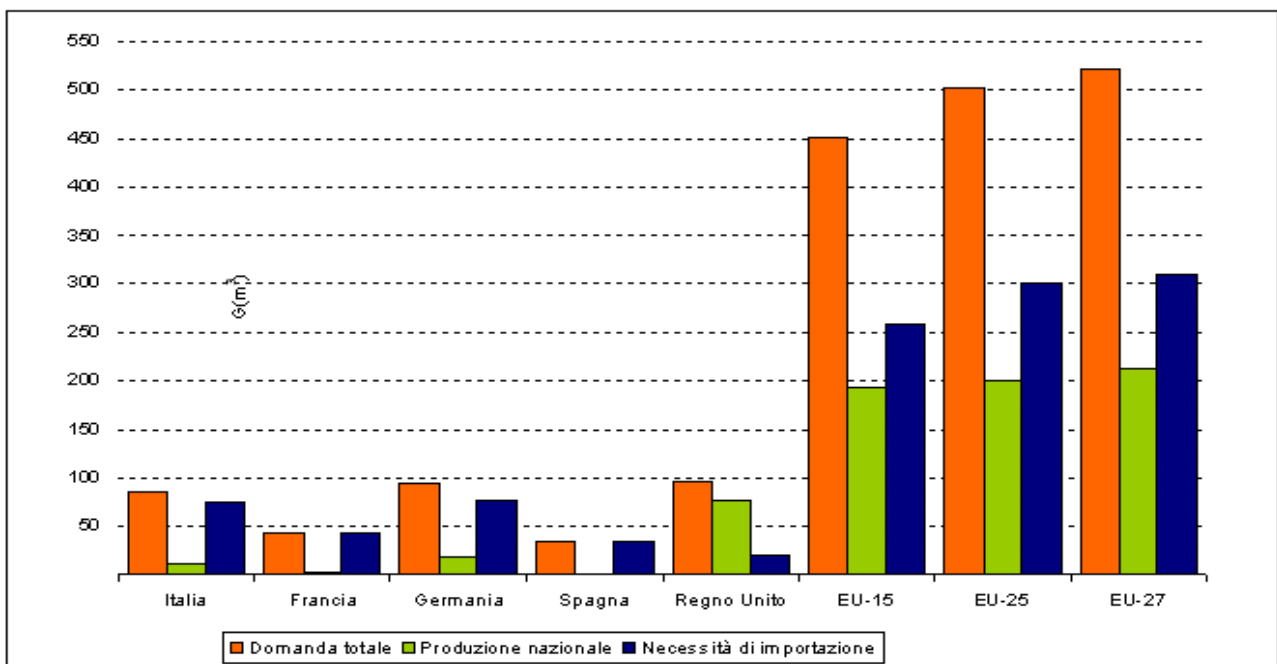
²⁰ Fonte: Ibidem.

²¹ Fonte: Ibidem.

energetica sono il Regno Unito (36,7%) e l'Italia (38,3%). In Francia il ruolo del gas naturale è stato contenuto (14,3%) dallo sviluppo delle centrali nucleari, mentre in Germania (22,9%) la presenza di importanti miniere di carbone ha rappresentato un elemento di freno all'utilizzo del gas naturale. La Spagna rappresenta le caratteristiche di un mercato emergente come mostrato nella tabella 2.5 dove, peraltro, non sono riportati i dati relativi a Portogallo, Svezia e Lussemburgo, i cui consumi di gas naturali sono trascurabili.

Olanda, Regno Unito, Germania e Italia sono, in ordine decrescente, i principali produttori comunitari di gas naturale. Il maggior produttore europeo, la Norvegia, non appartiene all'Unione Europea. La successiva figura 2.12 riporta, per i principali paesi europei, la bilancia commerciale del gas naturale nel 2007. Solamente l'Olanda (anche se non riportata in figura) è autosufficiente per il proprio fabbisogno, seguita a ruota dal Regno Unito che necessita dell'importazione per una piccola quota parte, mentre tutti gli altri paesi devono far ricorso ad importazioni consistenti per ovviare al proprio fabbisogno annuo .

Figura 2.12 Fabbisogno del gas-naturale nel 2007²²



Tutti i paesi europei importatori acquistano la maggior parte di del gas naturale da paesi che non appartengono all'Unione Europea: Norvegia, Russia e Algeria per quanto riguarda il gas veicolato attraverso gasdotti; Nigeria, Venezuela e Indonesia nel caso del gas liquefatto (Il GNL importato copre circa il 10% dei consumi totali di gas naturale).

²² Fonte: Ibidem.

L'Olanda è l'unico paese europeo che riveste un ruolo importante sul piano delle esportazioni, in minor misura il Regno Unito.

Figura 2.13 La rete di trasporto del gas naturale e gli impianti di rigassificazione²³



Le riserve accertate sono in larga parte situate in Olanda (1.740 miliardi di metri cubi); altre quantità consistenti si trovano nel Regno Unito (760), in Germania (340) ed in Italia (300). Per quanto riguarda la rete europea di trasporto (figura 2.13), nel 1998 era costituita da 177.004 km di rete per la trasmissione e 1.138.128 km per la distribuzione, per un totale di 1.315.132 km.

²³ Fonte: Eurogas 1998, Natural gas in Western Europe: publication of statistic and prospect.

Nel 2007 i consumi di gas naturale all'interno dell'EU-27 sono stati di circa 329 miliardi di metri cubi suddivisi, per paesi ed impieghi, come riportato in figura 2.14 e specificato meglio in tabella 2.6 con i valori percentuali.

Figura 2.14 La struttura della domanda di gas-naturale in Europa nel 2007²⁴

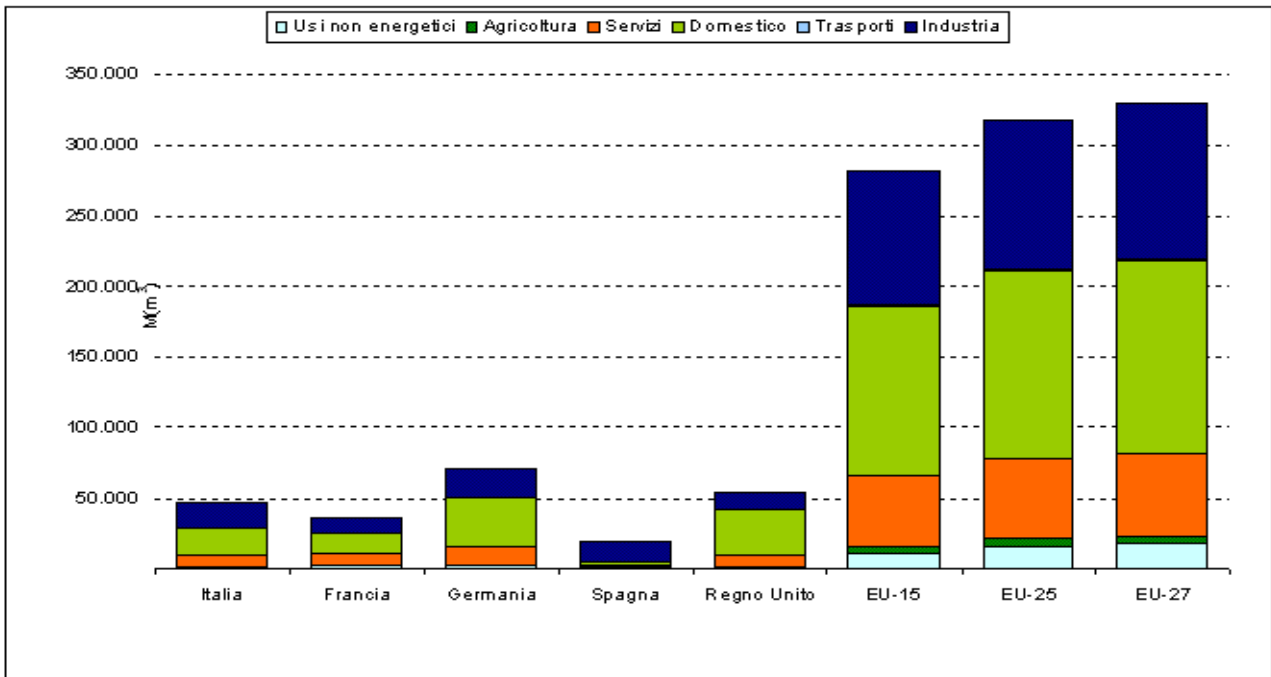


Tabella 2.6 Consumo di gas-naturale negli usi finali nel 2007²⁵

	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	EU-15	EU-25	EU-27
Usi non energetici	2,0%	5,7%	3,6%	2,8%	1,4%	3,9%	4,9%	5,4%
Agricoltura	0,4%	0,8%	0,4%	1,7%	0,3%	1,7%	1,7%	1,6%
Servizi	18,4%	24,7%	19,0%	4,1%	16,6%	17,6%	17,8%	17,8%
Domestico	41,3%	39,4%	48,1%	18,8%	58,7%	42,6%	41,9%	41,3%
Trasporti	1,2%	0,2%	-	-	-	0,2%	0,2%	0,2%
Industria	36,8%	29,3%	28,8%	72,2%	22,9%	33,9%	33,3%	33,7%

Nell'ambito dell'Unione Europea il settore industriale assorbe la maggior parte della domanda, il 33,7 per cento circa, seguita dal settore domestico (41,3 per cento). Come in Italia, anche nell'Unione Europea i consumi per autotrazione, contenuti nella voce "trasporti", rappresentano una quota quasi trascurabile (tabella 2.6).

²⁴ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

²⁵ Fonte: Ibidem.

Stime recenti (si veda la tabella 2.7) indicano destinato a crescere il consumo di gas naturale dagli attuali 401 Mtep fino a 458 Mtep nel 2020 e parallelamente proseguirà la progressiva sostituzione delle altre fonti energetiche : nel 2020 il gas naturale coprirà circa il 28 per cento del fabbisogno energetico primario dell'Unione Europea (contro l'attuale 24,1 per cento).

La produzione è destinata a diminuire con il deperire delle riserve e la domanda di gas sarà sempre più coperta dalle importazioni che nel 2020 rappresenteranno il 69-74 per cento del fabbisogno interno. Si dovrà anche provvedere, nei prossimi anni, a saturare la domanda con contratti di importazione ulteriori rispetto a quelli già sottoscritti.

Tabella 2.7 Le prospettive evolutive nell'Unione Europea 2007-2020 (Mtep)²⁶

	2007	2010	2015	2020
Domanda totale	401	425	439	458
Produzione interna	190	176-185	143-164	120-144
Importazioni definite	188	199	198	197
Forniture da definire	15	50-41	98-77	142-118
Tasso di penetrazione del gas (%)	25	27	27	28
Dipendenza dalle importazioni (%)	52	56-59	63-67	69-74

Analizzando nello specifico i diversi settori si evince come quello domestico/commerciale confermerà una tendenza alla crescita connessa con l'ulteriore sviluppo della rete di trasporto in aree ad ora sprovviste.

Il settore industriale è al momento il più maturo, pertanto la domanda di gas si manterrà stabile, in linea con la crescita della produzione industriale.

Un rapido sviluppo è atteso nel settore della generazione elettrica, che assorbirà fino al 2020 quasi il 40 per cento dell'incremento atteso della domanda; questo senza contare il possibile effetto della riduzione del ruolo dell'energia nucleare in alcuni paesi.

Secondo le previsioni, quindi, nel 2020 il settore residenziale/ commerciale avrà una quota superiore a quella attuale sul consumo totale di gas, seguito dalla generazione elettrica (inclusi i cicli combinati a gas e la cogenerazione) con il 35 per cento, mentre il settore industriale

²⁶ Fonte: Dati ricavati dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

scenderà sotto il 30 per cento circa. Infine, l'uso del gas per veicoli a motore nel settore trasporti, attualmente irrilevante, potrà raggiungere i 2 punti percentuali.

CAPITOLO 3

IL QUADRO NORMATIVO ATTUALE INERENTE LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

Argomento del presente capitolo è la normativa vigente nel settore del gas naturale.

Nel paragrafo 3.1 si presenteranno i tratti salienti della politica europea e dell'intento degli organi istituzionali dell'Unione di creare, tramite diverse direttive, un mercato unico dell'energia (elettricità e gas naturale), mentre nel paragrafo 3.2 sarà analizzata la normativa italiana modificata coerentemente con le indicazioni delle direttive stesse. Per il rilevante impatto sul mercato europeo e nazionale del gas naturale, particolare spazio sarà concesso alla direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 98/30/CE del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale²⁷ e al relativo decreto legislativo²⁸ di recepimento del 23 maggio 2000, n. 164 (in seguito d. lgs. n. 164/00) "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercati interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge²⁹ 17 maggio 1999, n.144".

Sarà inoltre illustrato lo sviluppo normativo conseguente il Decreto Letta, rivolgendo particolare attenzione alla distribuzione e al riaffidamento delle concessioni riguardanti tale attività, fino all'ultima modifica risalente al 2008 con il D.Lgs. n°112 convertito con modificazioni in Legge n°133 del 2008.

²⁷ Pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee* L 204 del 21 luglio 1998.

²⁸ Pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 142 del 20 giugno 2000.

²⁹ Pubblicata in supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 118 del 22 maggio 1999, recante "Misure in materia di investimenti, delega al Governo per il riordino degli incentivi all'occupazione e della normativa che disciplina l'Inail, nonché per il riordino degli enti previdenziali".

3.1 LA NORMATIVA EUROPEA

3.1.1 LA POLITICA ENERGETICA E LE DIRETTIVE EUROPEE

Il Trattato di Roma del 25 marzo 1957, che istituiva la Comunità Economica Europea tra Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Italia ed Olanda, prevedeva la creazione di un mercato comune, l'avvicinamento delle politiche economiche degli Stati membri e rapporti più stretti tra questi Paesi. Fin dal preambolo del Trattato (art. 3) appare chiaro che l'obiettivo fondamentale della Comunità era quello di eliminare gli ostacoli agli scambi di merci e alla libera circolazione delle persone, dei servizi e dei capitali.

Esso prevedeva anche l'instaurazione di una politica comune, ma solo nei settori dell'agricoltura e dei trasporti; l'energia era dunque esclusa dalle politiche comuni benché, in base al Trattato, anche per i prodotti energetici, come per qualsiasi prodotto o servizio, si dovesse garantire la libera circolazione all'interno della Comunità.

È importante notare come il Trattato istitutivo prevedesse la subordinazione delle regole sulla concorrenza, che pure il Trattato stesso mirava a sviluppare, alla salvaguardia degli interessi economici generali. Per quanto riguarda le imprese di servizi pubblici, al secondo comma dell'art. 90 Tr. CEE è infatti previsto che "Le imprese incaricate della gestione di servizi di interesse economico generale (...) sono sottoposte alle norme del presente trattato, e in particolare alle regole di concorrenza, nei limiti in cui l'applicazione di tali norme non osti all'adempimento, in linea di diritto o di fatto, della specifica missione loro affidata" (corsivo aggiunto).

La svolta nella politica energetica comunitaria avviene con il documento del 2 maggio 1988 della Commissione, intitolato "Energia in Europa: il mercato interno dell'energia", contenente un allegato III sul gas naturale ed un allegato IV sull'energia elettrica. Il documento formula una serie di proposte aventi l'obiettivo di formare il mercato unico dell'energia: gli scopi di tali proposte riguardano la riduzione dei costi per le imprese operanti nei settori interessati e per gli utenti attraverso la razionalizzazione delle attività di produzione, trasporto e distribuzione. In tale studio la Commissione si domanda come favorire il libero transito del gas naturale e dell'energia elettrica all'interno della Comunità, mantenendo nello stesso tempo un elevato grado di sicurezza di approvvigionamento e condizioni di trasporto economicamente

convenienti. Una delle soluzioni proposte proponeva l'accesso di terzi (grandi utenti) alla reti di trasporto, nel qual caso le imprese di trasporto fungerebbero da common carrier.

In seguito vengono sviluppate la direttiva³⁰ 90/377/CEE sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, che obbliga tutte le imprese erogatrici di gas o di energia elettrica a comunicare i prezzi praticati per tutte le categorie di consumatori e, soprattutto, la direttiva³¹ 91/296/CEE concernente il transito del gas naturale sulle grandi reti.

L'obiettivo fondamentale della direttiva 91/296/CEE è quello di permettere gli scambi di gas naturale anche attraverso paesi che non siano direttamente interessati allo scambio, purché la rete di origine e quella di destinazione siano situate in uno Stato membro e vi sia il superamento di almeno una frontiera comunitaria.

Il principio a cui la direttiva si ispira, riproponendo le indicazioni del documento del 1988 cui precedente ci si riferiva, è quello del common carriage o del vettoriamiento obbligatorio, il quale obbliga il titolare della rete di trasporto a consentire il passaggio del gas di soggetti trasportatori privi di rete, nei limiti della capacità disponibile. Il fine ultimo consiste, quindi, nell'assicurare, anche in un settore caratterizzato dalla pubblica utilità del servizio, la concorrenza tra imprese operanti nel settore.

Il 7 febbraio 1992 è stato firmato a Maastricht il Trattato sull'Unione Europea che, all'articolo G, modifica il Trattato istitutivo introducendo il Titolo XII sulle reti transeuropee. L'art 129B prevede che "... la Comunità concorre alla costituzione e allo sviluppo di reti transeuropee nei settori delle infrastrutture, dei trasporti, delle telecomunicazioni e dell'energia". Il passaggio, quindi, dalla Comunità Europea all'Unione Europea ha evidenziato il problema delle grandi reti: la creazione e lo sviluppo di un Trans European Network (TEN), nel quadro di mercati concorrenziali ed aperti, sono finalizzati alla realizzazione di un sistema di infrastrutture interconnesse, teso a favorire il più possibile l'accesso alle reti e necessario per agevolare gli scambi all'interno dell'area comunitaria.

³⁰ Pubblicata nella G.U. L 185 del 17 luglio 1990.

³¹ Pubblicata nella G.U. L 147 del 12 giugno 1991. In leggero anticipo viene sviluppata l'analoga direttiva per il settore elettrico, n. 90/547/CEE riguardante il transito dell'energia elettrica sulle grandi reti, pubblicata nella G.U. L 313 del 13 novembre 1990.

Sullo scenario normativo comunitario interviene successivamente la direttiva³² 94/22/CE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

La direttiva è finalizzata ad assicurare il principio della concorrenza nella fase upstream degli idrocarburi. Infatti vi si afferma che "occorre garantire l'accesso non discriminatorio alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi

ed al loro esercizio"; che "il rilascio delle autorizzazioni deve basarsi su criteri obiettivi resi noti mediante pubblicazione"; che "gli stati membri devono mantenere la facoltà di subordinare l'accesso e l'esercizio di tali attività a limitazioni giustificate da motivi di interesse pubblico ed al versamento di un corrispettivo pecuniario".

All'art. 2, la direttiva 94/22/CE mantiene il diritto in capo agli Stati membri di determinare, all'interno del loro territorio, le aree da rendere disponibili per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi: nel caso in cui un'area venga resa disponibile, gli Stati membri devono garantire che non vi saranno discriminazioni tra gli enti per l'accesso a tali attività ed il loro esercizio.

La direttiva in oggetto indica inoltre, all'art. 5, anche i criteri generali in base ai quali gli Stati membri dovranno rilasciare le autorizzazioni: capacità tecniche ed economiche degli enti; modalità che gli enti intendono adottare per la prospezione, la ricerca e la messa in produzione.

La normativa comunitaria in tema di gas naturale include anche due direttive (90/531/CEE e 93/38/CE) sugli appalti dei settori (acqua, energia, telecomunicazioni e trasporti) denominati "esclusi" poiché fino a quel momento non interessati da specifici provvedimenti. Tali direttive, recepite in Italia con il d. lgs. 158/95, si occupano indifferentemente di appalti di lavori, forniture e servizi.

Nel 1995, il Consiglio dei Ministri dell'Energia dell'Unione Europea ha stabilito di procedere all'approvazione della direttiva³³ 96/92/CE relativa alla liberalizzazione del mercato europeo dell'energia elettrica ed in seguito all'approvazione della direttiva 98/30/CE sulla liberalizzazione del mercato europeo del gas, di cui si è già detto, e che è oggetto del seguente paragrafo.

³² Pubblicata nella G.U. L 164 del 30 giugno 1994.

³³ Pubblicata nella GUCE, L 27 del 30 gennaio 1997.

3.1.2 I PRINCIPI GENERALI DELLA DIRETTIVA EUROPEA 98/30/CE

Il 22 giugno 1998 il Consiglio e il Parlamento europeo hanno approvato la direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale. Trattandosi di una direttiva di armonizzazione, essa si limita a fissare alcuni principi fondamentali, lasciando ai singoli Stati la definizione delle modalità attuative, in applicazione del principio di sussidiarietà. Tale direttiva disciplina le attività di trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale e, al fine di creare un mercato concorrenziale (art. 3, comma 1), definisce norme in materia di organizzazione e funzionamento del settore, accesso al mercato, modalità di gestione dei sistemi nonché criteri e procedure applicabili in materia di rilascio delle autorizzazioni (art. 1).

Di seguito sono elencati i principi fondamentali, predisposti dalla direttiva in esame, per la realizzazione del mercato interno del gas naturale.

Accesso alla rete

La direttiva prevede (artt. 14-16) la possibilità, per le imprese di gas naturale ed i clienti idonei, di accedere al sistema di trasporto del gas di proprietà di altre imprese verso il pagamento di un corrispettivo. Il principio cardine su cui si basa gran parte del processo di liberalizzazione del mercato è definito *accesso di terzi alla rete* (ATR).

Gli Stati membri possono scegliere tra *accesso regolato* (art. 16) sulla base di una tariffa definita da un apposito organismo o *accesso negoziato* (art.15) per i tramite di contratti individuali di uso della rete a prezzi liberamente negoziati tra le parti o scegliere di applicare una metodologia ibrida tra le due.

Le imprese di trasporto e stoccaggio gestiscono, garantiscono e sviluppano a condizioni economiche il trasporto e lo stoccaggio sicuri, affidabili, efficienti e nel rispetto dell'ambiente, e non possono esserci discriminazioni tra gli utenti del sistema, in particolare delle imprese loro collegate.

Separazione tra le attività (unbundling contabile)

All'art. 13, comma 3, la direttiva dispone che "le imprese di gas naturale integrate tengono, nella loro contabilità interna, conti separati per le loro attività di trasporto, distribuzione

stoccaggio di gas naturale e, se del caso, conti consolidati per le attività che non rientrano nel settore del gas, come sarebbero tenute a fare se tali attività fossero tenute da imprese separate". La contabilità interna comprende uno stato patrimoniale e un conto economico distinti per ogni attività.

Ai sensi dell'art. 2 comma 15, un'impresa di gas integrata è un'impresa integrata verticalmente od orizzontalmente, definendo la prima come un'impresa che svolge due o più funzioni di produzione, trasporto, distribuzione, fornitura o stoccaggio di gas, mentre la seconda è un'impresa che svolge almeno una delle funzioni di cui sopra più un'attività che non rientra nel settore gas.

La logica dell'art. 13 è evidentemente, così come espresso dal legislatore nello stesso articolo, quella di evitare "discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza". L'*unbundling* contabile è quindi mirata ad una maggiore trasparenza contabile tra le varie attività della filiera del gas, consentendo tuttavia alle imprese di mantenere il loro grado di integrazione verticale.

Apertura del mercato

La direttiva prevede un'apertura progressiva dei mercati nazionali in tre fasi sulla base di un meccanismo che si fonda da una parte sulla classificazione dei *clienti idonei* in categorie, e dall'altra, sull'imposizione di una soglia minima percentuale e progressiva di apertura del mercato.

L'art. 18 definisce i *clienti idonei* come " ... i clienti all'interno del loro territorio che hanno titolo a stipulare contratti per il gas naturale o di acquistarlo a norma degli articoli 15 e 16 (...)" ; i *clienti idonei* sono pertanto liberi di scegliere il proprio fornitore, di concludere contratti di fornitura di gas e di utilizzare la rete per trasportarlo.

Al comma 2 dell'art. 18 sono considerati *clienti idonei*, *almeno* tutti i produttori di elettricità da gas naturale e tutti gli altri clienti finali il cui consumo di gas naturale sia superiore a 25 milioni di mc/anno. La soglia è stata abbassata a 15 milioni di mc dopo 5 anni dall'entrata in vigore e a 5 milioni dopo 10 anni. Ai fini dell'idoneità i cogeneratori sono considerati come i produttori di elettricità di cui sopra, e sono pertanto clienti idonei di diritto a prescindere dalla propria quota di consumo di gas; tuttavia gli Stati membri possono, allo scopo di garantire l'equilibrio del mercato dell'energia elettrica, introdurre una soglia specifica per gli impianti

dei cogeneratori, che non può superare il livello previsto per gli altri clienti finali (inizialmente 25 milioni di mc).

Tutti i distributori (art. 18, comma 8) sono considerati *clienti idonei* per la quota parte dei consumi del mercato libero che riforniscono.

In ogni caso gli Stati membri fanno in modo che la definizione dei clienti idonei dia luogo ad un'apertura del mercato del gas per una quota minima pari al 20 per cento. Cinque anni dopo l'entrata in vigore della direttiva, la percentuale è stata portata al 28 per cento del totale del consumo annuale di gas nel mercato nazionale e al 33 per cento 10 anni dopo. Se però l'apertura del mercato si rivelasse superiore al 30 per cento in sede di prima applicazione della direttiva, è dato al legislatore nazionale la possibilità di intervenire a modificare il criterio adottato in modo da riportare la percentuale a livello del 30 per cento (art. 18, comma 5). Il comma 6 dello stesso articolo modifica la soglia indicata nel comma 5 al 38 per cento ed al 43 per cento, rispettivamente dopo 5 e 10 anni dopo l'entrata in vigore della direttiva.

Deroghe all'ATR (Accesso di Terzi alla Rete)

Il comma 1 dell'art. 17 prevede che "Le imprese di gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema qualora non dispongano della capacità necessaria ovvero nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di adempiere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette (...), o qualora versino in gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione ai contratti take or pay".

Qualora vi sia capacità disponibile, l'applicazione dell'ATR è pertanto subordinata agli obblighi di servizio pubblico di cui si dirà al successivo paragrafo o in relazione a restrizioni determinate dai contratti take or pay. Può infatti verificarsi che a seguito dell'entrata in vigore della direttiva, alcune imprese di gas naturale e/o clienti idonei si approvvigionino direttamente da produttori esteri che avevano già siglato contratti take or pay con operatori incumbenti nazionali per quantità di gas includenti quelle dei clienti beneficiari dell'ATR. In questo caso l'esportatore venderebbe due volte la quantità di gas destinata alla stessa utenza finale (una volta all'utente stesso che sfrutta l'ATR ed un'altra all'importatore nazionale ex monopolista) ed il soggetto importatore incumbente sul territorio si troverebbe con quantità di gas in eccesso rispetto alla propria domanda; inoltre l'importatore, a causa delle clausole take or pay, si troverebbe costretto a ritirare e pagare anche le quantità di gas per le quali, a causa

(o per effetto) dell'introduzione del principio dell'ATR, non sono più disponibili gli sbocchi inizialmente previsti. Da qui discenderebbero le eventuali difficoltà economiche e finanziarie cui la direttiva si riferisce, ma solo nel caso in cui è impossibile trovare sbocchi alternativi per il gas in eccesso, oppure nel caso in cui i contratti siano non rinegoziabili.

Al comma 1 dell'art. 25 della sopracitata direttiva afferma che "Se un'impresa di gas naturale incontra serie difficoltà economiche e finanziarie in seguito agli impegni take or pay (...), tale impresa può inviare allo Stato membro interessato, o all'autorità competente designata, una richiesta di *deroga temporanea* agli articoli 15 e /o 16", i quali prevedono rispettivamente l'accesso regolato e negoziato. Se non sono ragionevolmente disponibili soluzioni alternative lo Stato membro può decidere di concedere una deroga dopo avere effettuato alcune valutazioni in merito a (art. 25, comma 3):

- obblighi di servizio pubblico e garanzia di sicurezza degli approvvigionamenti (lettera b);
- gravità delle difficoltà economiche e finanziarie incontrate dalle imprese di gas naturale e dalle imprese di trasporto o dai clienti idonei (lettera d);
- azioni intraprese dai soggetti in questione per risolvere il problema (lettera f);
- possibilità di rinegoziazione del contratto (lettera e) e misure in cui, nell'accettare gli impegni take or pay in questione, l'impresa avrebbe ragionevolmente potuto prevedere, tenendo conto delle disposizioni della direttiva, il probabile insorgere di difficoltà (lettera g);
- livello di connessione del sistema con altri sistemi e relativo grado di interoperabilità (lettera h).

Sempre al comma 3 dell'art. 25, la direttiva afferma che le imprese importatrici non dovrebbero incontrare difficoltà se le vendite di gas naturale non scendono al di sotto del livello delle garanzie minime contenute nelle clausole take or pay. In ogni caso viene operata una distinzione tra contratti stipulati prima e dopo l'entrata in vigore della direttiva.

Obblighi di servizio pubblico

Gli Stati membri hanno il diritto, nel rispetto in particolare dell'art. 90 del Trattato istitutivo CEE, di imporre in capo alle imprese di gas naturale degli *obblighi di servizio pubblico*, nell'interesse economico generale. Tali obblighi riguardano la sicurezza, in particolare la sicurezza degli approvvigionamenti, la regolarità, la qualità, il prezzo delle forniture e la protezione dell'ambiente (art. 3, comma 2).

La direttiva prevede espressamente all'art. 9, comma 2, la possibilità di effettuare discriminazioni per alcune categorie di utenza. Vi si afferma infatti che "Gli Stati membri possono imporre alle imprese di distribuzione e/o imprese di fornitura l'obbligo di rifornire i clienti con sede in una data zona o l'obbligo di rifornire i clienti di una data categoria, o entrambi.

Le tariffe per tali forniture possono essere regolamentate, ad esempio per garantire la parità di trattamento per i clienti interessati. Quest'ultima disposizione è importante perché consente al legislatore nazionale di adottare gli accorgimenti necessari per la tutela delle fasce sociali e/o delle utenze situate in zone che le imprese potrebbero ritenere non remunerative e, di conseguenza, risultare non coperte dal servizio. È noto infatti che la concorrenza lasciata a se stessa potrebbe in questi casi garantire l'efficienza allocativa a scapito, però, del soddisfacimento degli obiettivi di interesse pubblico generale, caratteristici dei servizi di pubblica utilità.

Clausola di reciprocità

Allo scopo di evitare squilibri tra i mercati nazionali, la direttiva prevede deroghe temporanee all'apertura e condizioni di reciprocità espresse attraverso clausole di mutuo riconoscimento. In particolare, nel caso di due Stati membri che abbiano aperto il mercato dei clienti idonei in misura differente, e in cui uno l'ha aperto nella misura minima prevista dalla direttiva, mentre l'altro l'ha aperto più diffusamente, l'art. 19, comma 1, lettera a, consente a quest'ultimo di vietare i contratti di fornitura del gas conclusi da clienti idonei del suo territorio con fornitori del primo Stato membro, se in tale Stato la stessa tipologia di cliente non è stata dichiarata idonea.

In questo modo si è inteso tutelare le imprese degli Stati membri che procedono ad un'ampia apertura del mercato, le quali potrebbero vedersi sottratti i clienti sul proprio territorio da

concorrenti esteri e, contemporaneamente vedere esclusi i clienti esteri vincolati dalla legislazione nazionale al fornitore monopolista interno.

Autorizzazioni

Gli Stati membri rilasciano autorizzazioni per la costruzione o la gestione di impianti di gas naturale (gasdotti, apparecchiature, ecc.) oppure per la fornitura di gas naturale (art. 4, comma 1). Lo stesso art. 4, al comma 2 prevede che gli Stati membri stabiliscono criteri obiettivi e non discriminatori cui devono attenersi le imprese che intendono richiedere un'autorizzazione per le attività di cui sopra e che i criteri e le procedure non discriminatori per il rilascio delle stesse sono resi pubblici. Questa disposizione pone le diverse imprese su di un piano di parità ed elimina ogni possibilità di assegnazione delle attività su basi differenti da quelle tipiche concorrenziali, eliminando quindi ogni privilegio in capo ad imprese monopoliste, benchè queste rimangano comunque in possesso di un indubbio e non irrilevante vantaggio competitivo in termini di esperienza, risorse economiche e struttura organizzativa.

3.2 LA NORMATIVA ITALIANA

La disciplina normativa che ha condizionato lo sviluppo e la struttura dell'industria del gas naturale in Italia si sviluppa a partire dal regio decreto n. 1443/1927, successivamente integrato da un articolato complesso di norme (legge n. 136/53 istitutiva dell'Ente Nazionale Idricarburi; legge n. 613/1967; legge n. 170/1974; legge n. 9/1991 attuativa del Piano Energetico Nazionale del 9 gennaio 1991; decreto legislativo n. 625/96) sino al recente decreto legislativo n. 164/2000.

Dopo avere delineato le caratteristiche principali delle Autorità operanti in Italia nel settore del gas naturale, si passeranno in rassegna le più rilevanti tra le disposizioni sopra riportate, in particolare le leggi di istituzione dell'Eni e della successiva privatizzazione, e i due decreti legislativi con i quali si è inteso procedere alla liberalizzazione del settore, in recepimento delle relative direttive comunitarie.

3.2.1 I SOGGETTI ISTITUZIONALI

È noto che, per quanto riguarda i servizi di pubblica utilità, e in particolare i servizi a rete, ai processi di liberalizzazione miranti ad ottenere servizi più efficienti, prodotti a costi minori e forniti a minor prezzo, è necessario affiancare organismi competenti che si occupino della regolamentazione delle attività che costituiscono monopolio naturale (le reti di trasmissione e distribuzione) e di quelle inerenti la pubblicità del servizio.

Fino al 1993 il ruolo di regolatore delle tariffe è stato rivestito dal CIP (Comitato Interministeriale Prezzi), un comitato costituito presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e presieduto dal Ministro con compito di coordinare e disciplinare i prezzi di determinate merci e servizi, tra cui le tariffe dell'energia elettrica e del gas. È stato abolito il 31 dicembre 1993 dalla legge n. 537 e le sue competenze sono state trasferite in via transitoria dal D.P.R. 373 del 20 aprile 1994 al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

In seguito è stato ritenuto più opportuno costituire organismi indipendenti dalle autorità di governo, che possedessero un'elevata competenza tecnica e le cui scelte di regolazione risultassero certe e trasparenti, impermeabili rispetto ad obiettivi eterogenei e contingenti di politica economica o ad obiettivi autointeressati provenienti dalla classe politica. Peraltro, se da un lato il disegno razionale di un'autorità indipendente è in grado di evitare la cattura del regolatore da parte del Governo, dall'altro esso non può garantire di evitare l'eventuale cattura da parte del regolato. Anche in questo caso ci si trova di fronte ad un trade-off e, come spesso capita, occorre effettuare la scelta che evidenzia il differenziale maggiore tra benefici e costi della decisione.

Nei paragrafi che seguono sono tracciate le caratteristiche e le funzioni fondamentali delle due autorità operanti in Italia nell'ambito del settore del gas naturale.

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas

La legge 14 novembre 1995, n. 481, istituisce le Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità competenti per l'energia elettrica e il gas, e per le telecomunicazioni. Nell'esercizio delle proprie funzioni le Autorità operano in piena autonomia, con indipendenza di giudizio e di valutazione.

Le finalità a cui devono rispondere tali Autorità, tenuto conto della normativa europea e degli indirizzi di carattere generale formulati dal Governo, sono le seguenti (art. 1, comma 1):

- garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità;
- garantire adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività;
- assicurare la fruibilità e la diffusione dei servizi in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale;
- definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
- promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

Alle autorità sono attribuite funzioni di segnalazione nei confronti del Parlamento e del Presidente del Consiglio dei Ministri, e possono formulare osservazioni e proposte da trasmettere al Governo. Al Governo, per contro, cui spettano le funzioni di indirizzo per il settore regolato (art. 2, comma 14), la legge riserva il compito di indicare alle Autorità, nell'ambito del *Documento di programmazione economico-finanziaria*, il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi complessivi del Paese (art. 2, comma 21).

Relativamente ai servizi dell'energia elettrica e il gas, l'art. 3, comma 1, trasferisce alla relativa Autorità le funzioni del CIP, temporaneamente attribuite al Ministero dell'industria. All'Autorità sono affidati i compiti di stabilire ed aggiornare le tariffe del servizio dell'energia elettrica e del gas (art.2, comma 12, lettera e).

La legge (art.2, comma 17) afferma che per tariffe devono intendersi i prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte. Le variazioni di tali prezzi avvengono con il metodo del *price cap*, inteso come limite massimo della variazione dei prezzi dei servizi per un periodo pluriennale, in relazione a parametri noti (il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo rilevato dall'Istat) e prefissati (obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività fissato dalla stessa Autorità su base almeno triennale).

L'Autorità deve inoltre tenere presenti come ulteriori elementi (art. 2, comma 19) i recuperi di qualità del servizio rispetto a standard fissati per un periodo almeno triennale e i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali.

Per quanto riguarda lo svolgimento del servizio e gli obblighi di servizio pubblico, l'art. 2, comma 12, lettera c, stabilisce che l'Autorità effettua controlli affinché le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi siano assicurati nel rispetto di condizioni di concorrenza e di trasparenza, anche al fine di prevedere l'obbligo di erogare il servizio in condizioni di uguaglianza, garantendo il rispetto dell'ambiente, la sicurezza degli impianti, la salute degli addetti. Tali obblighi sono definiti nel dettaglio dai singoli atti di concessione stipulati tra l'amministrazione concedente e il soggetto esercente (art. 2, comma 36).

Le direttive dell'Autorità definiscono anche i livelli di qualità riferiti al complesso delle prestazioni fornite da parte dei soggetti esercenti e quelli specifici, riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente; tali direttive modificano o integrano i regolamenti di servizio adottati dagli esercenti (*Carte dei servizi*³⁴, che indicano gli standard di qualità che gli esercenti si impegnano a rispettare).

In materia di qualità e di efficacia dei servizi l'Autorità dispone di poteri che comprendono il controllo sull'adozione e verifica del rispetto da parte dei soggetti esercenti della *Carta dei servizi* (art. 2, comma 12, lettera p), la verifica delle misure adottate dai soggetti esercenti per assicurare parità di trattamento tra gli utenti, garantire la continuità della prestazione dei servizi, controllare periodicamente la qualità e l'efficacia delle prestazioni ed altre (art. 2, comma 12, lettera h) e la determinazione dei casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente nei confronti dell'utente, qualora il medesimo soggetto non rispetti le clausole contrattuali o eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti dal regolamento di servizio o dalle direttive dell'Autorità (art. 2, comma 12, lettera g).

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato

³⁴ La carta dei servizi è imposta agli esercenti sulla base della Direttiva sui principi dell'erogazione dei servizi pubblici del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 gennaio 1994.

Risale al 1990 con la legge n. 287 l'istituzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che ha introdotto la normativa antitrust e dato concreta attuazione all'art. 41 della Costituzione che riconosce espressamente la libertà d'iniziativa economica privata.

L'Autorità ha il compito di vigilare su:

- le intese restrittive della concorrenza;
- gli abusi di posizione dominante;
- le operazioni di concentrazione che comportano la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante in modo tale da eliminare o ridurre in misura sostanziale e duratura la concorrenza.

Gli obiettivi che si pone l'azione dell'Autorità sono quelli di assicurare le condizioni generali per la libertà d'impresa, che consentono agli operatori economici di poter accedere al mercato e di competere con pari opportunità, e di tutelare i consumatori, favorendo il contenimento dei prezzi e i miglioramenti della qualità dei prodotti che derivano dal libero gioco della concorrenza.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato è, a differenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, un'autorità multisettoriale e, nel caso indagini od operi su settori specifici come le telecomunicazioni, l'elettricità o il gas, potrebbero verificarsi dei conflitti di competenza ed il mancato coordinamento nelle disposizioni.

Al fine di non incorrere in tali situazioni, risulta fondamentale la cooperazione tra le due diverse Autorità.

Le leggi istitutive e di privatizzazione dell'Eni

La disciplina normativa regolante lo sviluppo e la struttura della produzione e della distribuzione del gas naturale in Italia ha posto, fin dagli anni cinquanta, l'impresa pubblica in posizione di grande privilegio, anche in relazione all'art. 43 della Costituzione che prevede, che "ai fini di utilità generale la legge può riservare originariamente o trasferire, mediante espropriazione e salvo indennizzo, allo Stato, ad enti pubblici (...) determinate imprese o categorie di imprese che si riferiscano a *servizi pubblici essenziali* o a fonti di energia o a situazioni di monopolio ed abbiano carattere di preminente *interesse generale*".

Le finalità perseguite dal legislatore, in questa fase, possono riassumersi nell'esigenza di riservare allo Stato l'esercizio delle attività definite ai sensi del citato art. 43 Cost., 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; infine, accordare un trattamento privilegiato all'impresa pubblica, l'Eni appunto, alla quale era affidata la realizzazione delle politiche industriali governative.

L'articolo 2 della legge n. 135 del 1953 istitutiva dell'Eni, riserva infatti all'ente stesso l'esclusiva della ricerca e della coltivazione di giacimenti di idrocarburi, nonché del trasporto (e della realizzazione dei gasdotti) degli idrocarburi minerali nazionali nelle aree di esclusiva, principalmente nell'area padana e nell'alto Adriatico.

Nella prospettiva dell'integrazione e dell'apertura del mercato europeo del gas, il legislatore italiano ha deciso di privatizzare la veste giuridica dell'Eni con la legge n. 359/92, senza dismettere, in questa prima fase, le proprie partecipazioni azionarie. Si tratta, in altri termini, di una privatizzazione meramente formale, mirata esclusivamente a rinnovare in senso privatistico il modulo organizzativo, con attribuzione dell'intero azionariato al Ministero del Tesoro.

Il provvedimento si rivela ben presto insufficiente per far fronte ai radicali mutamenti prospettati. Così, con la legge n. 474/94, si dà il via al progressivo passaggio in mano ai privati di pacchetti azionari della società, ferma restando la previsione di alcuni poteri speciali da riservarsi, mediante una *golden share*, in capo al Ministro del Tesoro. Allo stato attuale il Ministero del Tesoro controlla ancora la società con oltre il 30 per cento del capitale sociale, a seguito di collocamento sul mercato di quote, attraverso offerte al pubblico in quattro tranches e di un'ultima, pari al 5 per cento del capitale sociale, riservata agli investitori istituzionali³⁵.

La privatizzazione rappresenta il primo passo (in particolare per uno Stato quale l'Italia che presenta un forte debito pubblico) verso la liberalizzazione, a sua volta realizzata dal legislatore tramite le disposizioni dei paragrafi seguenti.

La normativa upstream

³⁵ Dragoni, G., "Il Tesoro vende un altro 5% Eni", *Finanza e mercati de Il Sole 24 Ore*, 16 febbraio 2001.

Il primo dei due decreti legislativi, che operano nella direzione della liberalizzazione del mercato del gas naturale, è il decreto legislativo³⁶ 25 novembre 1996, n. 625, con il quale si è inteso sviluppare la concorrenza nelle attività a monte della filiera gasiera, in particolare nelle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (fase upstream).

Il d. lgs. n. 625/96, che recepisce la direttiva 94/22/CE, decreta dal 1° gennaio 1997 la fine dei diritti esclusivi di estrazione riservati all'Eni in Val Padana e nel tratto di mare prospiciente. Inoltre dal 1997 anche le concessioni di coltivazione sull'area Eni sono soggette alla disciplina in materia di *royalties*, e cioè al pagamento di somme per i diritti di coltivazione che spettano, secondo le disposizioni del decreto, in parte allo Stato ed in parte agli enti locali interessati dalle operazioni di estrazione (alle regioni va il 55%, alle province il 15%).

Tra gli adempimenti previsti dal decreto 625/96, a partire dal dicembre 1997 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha reso possibile la consultazione dei dati di proprietà Eni da parte delle imprese interessate alle aree oggetto di riattribuzione. In base all'articolo 34 del decreto 625/96, sono stati inoltre riassegnati all'Eni da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato permessi di ricerca e concessioni di coltivazione a tutela dei diritti acquisiti nel regime di esclusiva. Nell'articolo si afferma che dovesse essere mantenuta a Eni la titolarità dei permessi "relativi ad aree per le quali l'attività svolta o in corso e gli investimenti effettuati ne giustificano l'attribuzione".

Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha dato avviso, con un comunicato apparso nella GUCE del 19 dicembre 1998, della possibilità di effettuare, da parte degli interessati, domande di permesso di prospezione e ricerca nelle zone sulle quali Eni aveva un diritto esclusivo e che non sono state riassegnate ad Eni stesso. Tuttavia non sembra trovare conferma una significativa ripresa delle attività di ricerca e produzione e di un aumento del numero di operatori, a causa del fatto che con ogni probabilità Eni si sia assicurato il controllo sulle aree a maggior potenziale, lasciando alla concorrenza solo quelle di marginale interesse e a costo maggiore.

Tuttavia la liberalizzazione della produzione, intesa come presenza di operatori alternativi all'operatore dominante, rappresenta un elemento importante ai fini dello sviluppo della concorrenza nel mercato del gas, propedeutica alla liberalizzazione delle attività a valle nella

³⁶Pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 293 del 14 dicembre 1996.

filiera gasiera, quest'ultima perseguita tramite il d. lgs. 164/00, oggetto del successivo paragrafo.

3.2.2 IL DECRETO LEGISLATIVO DI ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA EUROPEA (Decreto Letta – n°164/2000)

Con l'articolo 41, legge 17 maggio 1999, n. 144, il Parlamento ha delegato il Governo a emanare entro un anno, con uno o più decreti legislativi, le norme di attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale. Nella delega il Parlamento ha voluto definire i principi e i criteri direttivi ai quali il Governo deve attenersi nelle scelte di riassetto del mercato del gas, di seguito riassunte:

- definizione di regole di apertura del mercato che garantiscono il servizio pubblico, la sicurezza, la qualità, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi, nel rispetto dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità delle opere infrastrutturali per lo sviluppo del sistema del gas;
- eliminazione delle disparità normative fra i diversi operatori;
- introduzione di misure atte a salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, importazione e stoccaggio, a favorire la concorrenza e l'utilizzo delle infrastrutture esistenti;
- separazione societaria, ove funzionale allo sviluppo del mercato, delle imprese verticalmente integrate e separazione contabile in ogni caso per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio;
- accesso regolato al sistema del gas a condizioni trasparenti e non discriminatorie;
- garanzia che l'apertura del mercato nazionale avvenga nel quadro dell'integrazione europea per quanto riguarda le soglie di idoneità, per facilitare la transizione delle imprese verso nuovi assetti e per assicurare alle imprese italiane condizioni di reciprocità nella competizione sul mercato europeo.

Nel maggio 2000 il Governo ha emanato il decreto legislativo di attuazione della direttiva 98/30/CE. Il decreto legislativo adottata disposizioni che vanno oltre un recepimento minimale della direttiva e disciplina l'intero settore.

Le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale sono dichiarate libere nei limiti di quanto disposto, mentre per le attività di coltivazione e stoccaggio viene modificata la disciplina di concessione vigente. In sintesi il decreto prevede quanto segue.

Importazioni e approvvigionamento

L'art. 3, comma 1, afferma che le importazioni dai paesi non UE sono soggette ad autorizzazione da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato sulla base di criteri obiettivi e non discriminatori, resi pubblici, inerenti (art. 3, comma 2) a capacità tecniche e finanziarie, a garanzie sulla provenienza del gas, alla disponibilità di stoccaggio strategico ubicato sul territorio nazionale in quantità proporzionale (10 per cento) al gas importato annualmente, alla capacità di contribuire allo sviluppo, alla sicurezza del sistema o alla diversificazione degli approvvigionamenti.

Gli importatori di gas naturale devono comunicare (art. 3, comma 5) al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas alcuni elementi dei contratti già in vigore (termini temporali, quantità, paese di provenienza, obblighi comunque connessi al contratto o alla sua esecuzione e così via). Viene agevolata l'importazione di gas naturale liquefatto, anche attraverso la riduzione degli obblighi di stoccaggio strategico (art. 3, comma 6).

Produzione nazionale

Vengono stabiliti incentivi e agevolazioni per le attività di prospezione geofisica relative a nuovi giacimenti, a valere su un apposito fondo alimentato dalle *royalties* derivanti allo Stato dal versamento delle aliquote di prodotto della coltivazione (art. 4, comma 5), e per la coltivazione di giacimenti marginali, cioè quei giacimenti per cui l'estrazione di gas non è più economicamente conveniente (art. 5, commi 2 e 3).

Trasporto e dispacciamento

Sono attività libere ma di interesse pubblico (art. 8, comma 1).

Sono previsti obblighi di allacciamento e accesso non discriminatori alla rete a favore degli utenti che ne facciano richiesta, qualora il sistema abbia idonea capacità e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti con delibera dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e tariffe determinate dalla medesima Autorità (art. 8, commi 2 e 4). Con queste disposizioni il legislatore ha recepito le direttive europee in materia di accesso di terzi alla rete (ATR), optando, quindi, per l'accesso regolato invece di quello negoziato.

Ai sensi dell'art. 9, comma 1, la rete nazionale di gasdotti è stata individuata nel gennaio 2001 con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Stoccaggio

L'attività è svolta in regime di concessione di durata non superiore a vent'anni (art. 11, comma 1). Analogamente al trasporto, anche i titolari di concessioni di stoccaggio di gas naturale hanno l'obbligo di assicurare e fornire i servizi di stoccaggio agli utenti che ne facciano richiesta (art. 11, comma 2) e secondo i criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che fissa anche le tariffe (art. 11, comma 7).

È previsto un incentivo alla conversione in stoccaggio di giacimenti di gas in fase di esaurimento, finanziato con il 5 per cento delle entrate derivanti allo Stato dal versamento delle aliquote di prodotto della coltivazione (art. 13, comma 3).

Viene contemplato l'uso di altre strutture geologiche adibite a stoccaggio, oltre ai giacimenti in via di esaurimento.

Mentre in precedenza i titolari di concessioni di stoccaggio dovevano necessariamente disporre di licenze di coltivazione, con l'introduzione del d.lgs. 164/00 l'attività di stoccaggio viene separata dall'attività di coltivazione.

Distribuzione

L'attività è dichiarata di servizio pubblico ed il servizio è affidato esclusivamente mediante gara (art 14, comma 1). Gli enti locali che affidano il servizio svolgono attività

di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione, ed i loro rapporti con il gestore sono regolati da appositi contratti di servizio in cui sono individuati la durata, le modalità di espletamento del servizio, gli obiettivi qualitativi, l'equa distribuzione del servizio sul territorio, gli aspetti economici del rapporto, i diritti degli enti, ecc. (art. 14, comma 3).

Alle gare sono ammesse tutte le società, senza limiti territoriali, sulla base di requisiti oggettivi e non discriminatori (art. 14, comma 5).

L'art. 15 del decreto in oggetto recita testualmente ai comma:

“5. Per l'attività di distribuzione del gas, gli affidamenti e le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto, nonché quelli alle società derivate dalla trasformazione delle attuali gestioni, proseguono fino alla scadenza stabilita, se compresa entro i termini previsti dal comma 7 per il periodo transitorio.

Gli affidamenti e le concessioni in essere per i quali non è previsto un termine di scadenza o è previsto un termine che supera il periodo transitorio, proseguono fino al completamento del periodo transitorio stesso.

In quest'ultimo caso, ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere è riconosciuto un rimborso, a carico del nuovo gestore ai sensi del comma 8 dell'art. 14, calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'art. 24 del regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578.

Resta sempre esclusa la valutazione del mancato profitto derivante dalla conclusione anticipata del rapporto di gestione.

6. Decorso il periodo transitorio, l'ente locale procede all'affidamento del servizio secondo le modalità previste dall'art. 14.

7. Il periodo transitorio di cui al comma 5 è fissato in cinque anni a decorrere dal 31 dicembre 2000.

Tale periodo può essere incrementato, alle condizioni sotto indicate, in misura non superiore a:

a) **un anno** : nel caso in cui, almeno un anno prima dello scadere dei cinque anni, si realizzi una fusione societaria che consenta di servire un'utenza complessivamente non inferiore a due volte quella originariamente servita dalla maggiore delle società oggetto di fusione;

b) **due anni** : nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera a), l'utenza servita risulti superiore a centomila clienti finali, o il gas naturale distribuito superi i cento milioni di metri cubi all'anno, ovvero l'impresa operi in un ambito corrispondente almeno all'intero territorio provinciale;

c) **due anni** : nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera a), il capitale privato costituisca almeno il 40% del capitale sociale.

9. **Gli affidamenti e le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto sono mantenuti per la durata in essi stabilita ove questi siano stati attribuiti mediante gara, e comunque per un periodo non superiore a dodici anni a partire dal 31 dicembre 2000.”**

La gara è aggiudicata sulla base delle migliori condizioni economiche e di prestazioni del servizio, del livello di qualità e di sicurezza, dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti (art. 14, comma 6).

Per quanto riguarda gli obblighi del servizio pubblico, le imprese di distribuzione di gas naturale hanno l'obbligo di allacciare i clienti che ne facciano richiesta, purché esista la capacità del sistema di cui dispongono e le opere necessarie all'allacciamento del cliente sino tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (art. 16, comma 2).

Il predetto decreto è stato integrato e modificato in alcuni suoi punti con ultima modifica risalente al 2008 con l'art. 23-bis del D.Lgs 112, ma si riserva la discussione degli articoli e le modifiche ai paragrafi successivi di questo capitolo.

GNL

Come le infrastrutture di trasporto e stoccaggio di gas naturale, anche quelle relative al gas naturale liquefatto sono soggette al regime di accesso regolato, con obbligo di accesso secondo

i criteri stabiliti dall'Autorità di settore e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità.

Vendita

Dal 1° gennaio 2003, l'attività di vendita è soggetta ad un regime di autorizzazione presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sulla base di criteri di disponibilità di servizi di modulazione e di stoccaggio adeguati, di provenienza del gas e affidabilità delle condizioni di trasporto e di capacità tecniche e finanziarie adeguate (art. 17, commi 1 e 2).

Viene affidata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la vigilanza sulla trasparenza dei contratti, con i relativi poteri di intervento, stipulati tra venditori e piccole utenze domestiche (consumi inferiori a 200.000 metri cubi standard), a tutela di queste ultime (art. 18, comma 3).

Quindi a partire dal 1° Gennaio 2003 è stato possibile scegliere il proprio fornitore anche come semplice utente domestico.

Tetti sulle vendite e sul gas immesso nei gasdotti

Vengono stabiliti due vincoli transitori (i cosiddetti "tetti"), intesi ad agevolare l'ingresso di nuovi soggetti nel mercato. Il primo (art. 19, commi 2 e 4) è un vincolo sulla quota massima del consumo nazionale servibile da un singolo gruppo industriale nel periodo 2003-2010, pari al 50 per cento, calcolata sottraendo sia dalle quantità vendute, sia dai consumi nazionali al netto delle perdite, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da quelle del gruppo di cui fa parte (società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante).

Il secondo (art. 19, commi 3 e 4) riguarda il vincolo sulla quota massima dell'immissione nella rete nazionale, di gas importato o prodotto in Italia, da parte di un singolo gruppo industriale nel periodo 2002-2010, pari inizialmente al 75 per cento del consumo nazionale, con riduzione di due punti percentuali ogni anno fino a raggiungere il 61 per cento.

Tali percentuali vanno calcolate sottraendo sia dalle quantità importate e prodotte, sia dai consumi nazionali, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o dalle società del gruppo di cui l'impresa è parte.

Separazione delle Attività

Dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas, ad eccezione dello stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività (art. 21, comma 1).

Entro lo stesso termine anche l'attività di distribuzione è oggetto di separazione societaria dalle altre attività (art. 21, comma 2), mentre l'attività di vendita può essere effettuata solo da società che non svolgano attività ulteriori diverse dall'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista (art.21, comma 3).

Per quanto riguarda le imprese che svolgono attività di distribuzione e vendita e che riforniscono meno di centomila clienti finali, la separazione tra le attività di distribuzione e vendita, e con le altre attività, secondo quanto disposto dai commi 2 e 3 dell'articolo 21, deve avvenire entro il 1° gennaio 2003, invece del 1° gennaio 2002.

Le disposizioni in materia di separazione delle attività sono, quindi, più severe di quanto previsto dalla direttiva, la quale fa riferimento ad una separazione meramente contabile delle società verticalmente integrate. Il legislatore ha invece optato per una separazione societaria, benché le attività possano restare in capo ad un medesimo proprietario, ritenendo in tal modo di perseguire più efficacemente la trasparenza contabile e l'indipendenza degli obiettivi.

Tariffe

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina le tariffe per i clienti non idonei, anche definiti vincolati, in modo da realizzare un'adeguata ripartizione dei benefici tra clienti ed imprese e da assicurare a queste ultime una congrua remunerazione del capitale investito. L'Autorità fu anche incaricata di determinare, entro il gennaio 2001, le tariffe per il trasporto e dispacciamento, per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per la distribuzione, sempre assicurando una congrua remunerazione del capitale investito (art. 23, comma 2).

Nello stabilire le tariffe per il trasporto e il dispacciamento e quelle per lo stoccaggio, l'Autorità non deve penalizzare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali, in particolare le aree del Mezzogiorno e deve favorire il loro sviluppo attraverso incentivi agli investimenti. Le tariffe di trasporto devono essere calcolate in primo luogo in base alla

capacità impegnata e alla distanza di trasporto e, in secondo luogo, in base alla quantità trasportata indipendentemente dalla distanza.

Le tariffe relative al trasporto sulla rete nazionale di gasdotti sono determinate in relazione ai punti di entrata e di uscita dalla rete, tenendo conto della distanza di trasporto in misura equilibrata, al fine di attenuare le penalizzazioni territoriali (art. 23, comma 3).

Anche le tariffe per la distribuzione devono essere stabilite in modo da non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari; a tal fine l'Autorità può disporre, anche transitoriamente, di appositi strumenti di perequazione (art. 23, comma 4).

Pertanto, riassumendo, il legislatore ha incaricato il regolatore (l'Autorità di settore) di determinare le tariffe per le utenze vincolate valide fino a quando anche queste utenze saranno libere di acquistare il gas dal fornitore preferito (1° gennaio 2003), preoccupandosi di tutelare le aree svantaggiate e quindi, anche se per un periodo transitorio, ammettendo implicitamente la possibilità di determinare sussidi incrociati tra le diverse zone. La regolazione tariffaria comprende anche il trasporto e il dispacciamento, lo stoccaggio, nonché gli impianti e le strutture relative al GNL.

Deroghe all'ATR

Il legislatore ha recepito interamente le indicazioni presenti nella direttiva in materia di deroghe all'accesso di terzi alla rete. Infatti, l'art. 24 prevede, al comma 2, che le imprese di gas naturale possano rifiutare l'accesso al sistema del gas alle altre imprese o ai clienti idonei che ne facciano richiesta solo nel caso in cui non dispongano della capacità necessaria, o nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di svolgere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette, oppure nel caso in cui derivino gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione a contratti take or pay sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE (art. 24, comma 2).

Il rifiuto all'accesso non può essere motivato da gravi difficoltà economiche e finanziarie nel caso in cui le vendite effettuate dall'impresa non scendano al di sotto delle soglie previste dalle clausole take or pay, o se i contratti possono essere adeguati o se l'impresa può trovare soluzioni alternative (art. 26, comma 2). Anche in questi casi il legislatore italiano ha accolto le indicazioni espresse tramite la direttiva dagli organismi comunitari.

Pubblica utilità

L'ottenimento della dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture del sistema del gas (gasdotti per l'importazione e il trasporto, impianti di stoccaggio, terminali di GNL) avviene in materia uniforme per tutti i soggetti che intendono realizzarle, purché riferite a zone in cui la capacità preesistente sia insufficiente. La dichiarazione compete al Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato o, per i gasdotti di distribuzione, alla competente autorità della regione interessata (art. 30, comma 1).

Reciprocità

Le imprese aventi sede in Italia hanno il diritto di accedere ai sistemi del gas e di concludere contratti di fornitura con i clienti dichiarati idonei in altri Paesi membri dell'Unione Europea, ove tale tipologia di clienti sia stata dichiarata idonea in Italia (art. 33, comma 1).

Specularmente, le imprese del gas aventi sede in altri Stati membri dell'Unione europea possono concludere contratti di vendita con clienti dichiarati idonei in Italia, solo nel caso in cui la stessa tipologia di cliente sia stata dichiarata idonea nel paese in cui esse hanno sede (art. 33, comma 2).

3.2.3 I PREGI E LE CRITICITA' DEL DECRETO LETTA

Il decreto legislativo italiano di attuazione della direttiva comunitaria sul gas costituisce senza dubbio un efficace contributo alla liberalizzazione del mercato interno, anche perché prevede disposizioni che eccedono il recepimento minimale della direttiva stessa.

In particolare l'ampia apertura realizzata (circa il 96 per cento dei clienti italiani nel 2000 ed apertura completa nel 2003) consente una forte concorrenza sul versante della domanda, con clienti liberi di scegliersi il fornitore. Tuttavia il decreto presenta anche elementi criticabili.

Innanzitutto *può non essere condivisibile la scelta di procedere alla semplice separazione societaria tra le attività di trasporto/dispacciamento e le altre*, anche se la direttiva si limita a richiedere una separazione contabile tra le attività (*unbundling*).

Se l'obiettivo è di abbattere le barriere all'ingresso di nuovi operatori in modo da sviluppare il più possibile la concorrenza, la *separazione proprietaria garantisce maggiormente le imprese*

che richiedono l'accesso alle reti di trasporto da abusi di posizione dominante dell'operatore attivo, seppur con società separate, sia nel trasporto che nella fornitura ai clienti finali. Infatti, benché il decreto preveda l'accesso regolato (invece che negoziato) alle infrastrutture di trasporto, un'impresa (Snam) che controlla un'infrastruttura essenziale (*essential facility*), se verticalmente integrata anche in attività concorrenziali, è naturalmente indotta a non concedere, anche pretestuosamente, l'accesso e a limitare la capacità delle infrastrutture essenziali in proprio possesso al fine di prevenire l'utilizzo e l'accesso delle stesse da parte dei suoi concorrenti sul mercato finale.

In tali circostanze l'Autorità per l'energia elettrica e il gas sarebbe chiamata ad intervenire per sanzionare eventuali abusi, ma il vantaggio informativo dell'impresa sull'autorità pubblica è tale da rendere difficile e dispendioso un controllo efficace e un accesso veramente libero alla rete. Se si fosse optato per un accesso negoziato il potere discriminatorio del trasportatore sarebbe stato, tuttavia, sensibilmente maggiore e più gravi le implicazioni sulla concorrenza.

Probabilmente la decisione del Governo di limitarsi alla separazione societaria delle attività adottando un regime di accesso regolamentato rappresenta un compromesso tra intento liberalizzatore e necessità di non penalizzare eccessivamente gli azionisti di Eni, tra i quali lo stesso Tesoro che, al momento dell'emanazione del decreto, possedeva circa il 35 per cento del capitale sociale.

Un discorso analogo al trasporto vale nel caso dello stoccaggio. Anche in questo caso il decreto n. 164/00 contempla l'accesso di terzi agli impianti e prevede delle tariffe regolate per il servizio di stoccaggio. Ma in Italia Snam è monopolista nell'attività di stoccaggio ed è facile prevedere che cercherà di limitare l'accesso agli operatori che potrebbero sottrargli clienti a valle.

Sempre in relazione agli stoccaggi, si ritiene che la richiesta del decreto legislativo agli importatori da paesi extra UE di “disponibilità di stoccaggio strategico ubicate nel territorio nazionale nella misura del 10% delle quantità di gas naturale importato in ciascun anno³⁷” possa costituire, afferma Michele Grillo, membro dell'Antitrust, una “*restrizione della concorrenza nella fase dell'approvvigionamento*”³⁸. Il vincolo sullo stoccaggio strategico è motivato dalla necessità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti provenienti da aree

³⁷ Art. 3, comma 2 del d. lgs. n. 164/00.

³⁸ R. R., “Antitrust: occorre dividere la Snam”, *Il Sole 24 Ore*, 17 marzo 2000.

a potenziale rischio politico. Tuttavia la direttiva 98/30/CE si pone l'obiettivo di creare un mercato del gas naturale, aperto alla concorrenza a livello dell'intera Unione europea e sembra quindi particolarmente restrittiva la norma secondo cui le disponibilità di stoccaggio strategico debbano essere ubicate nel territorio nazionale, quando un'impresa potrebbe garantire la continuità delle proprie importazioni ricorrendo a siti di stoccaggio situati anche in altri paesi dell'Unione, con l'ulteriore vantaggio di porre in competizione gli operatori che possono offrire il servizio qualora le tariffe fossero negoziate e non regolate³⁹.

Uno degli interventi più significativi posti in essere dal Governo attraverso il decreto legislativo per ridurre la posizione di dominanza di Snam sul mercato italiano del gas, riguarda *l'imposizione dei tetti transitori alla vendita e all'immissione del gas in rete*. Tali interventi possono essere assimilati a forme di regolazione asimmetriche, necessarie, nella fase di avvio di una liberalizzazione, per offrire ai potenziali entranti quote di mercato garantite, in modo da poter crescere senza venire soffocate dal potere di mercato dell'operatore incumbente.

Tanto più che Snam, nella prospettiva di una liberalizzazione del mercato del gas naturale, si è mossa nella direzione di una saturazione preventiva degli incrementi attesi di consumo di gas in Italia, tramite sia il potenziamento delle infrastrutture di trasporto sia, soprattutto, mediante la sottoscrizione di nuovi contratti di importazione; tale strategia ha l'evidente intento di limitare l'ingresso di altri operatori in grado di servire parte della propria clientela.

Le tabelle 3.1 e 3.2 mostrano l'effetto che i tetti imposti dal decreto determinano rispettivamente sulle vendite e sulle immissioni di gas da parte di Snam fino al 2008; si ricorda che il tetto sul vendite stabilisce che “a decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa può vendere (...) ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas su base annua⁴⁰” e che quello sulle immissioni impone che “a decorrere dal 1° gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia (...) per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas su base annua.

La suddetta percentuale è ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61%⁴¹” entro il 31 Dicembre 2010.

³⁹ Cazzola, C., “<<La volpe e il coniglio>>: monopolio e concorrenza nel mercato del gas naturale in Italia”, *Mercato Concorrenza Regole*, n. 2, 2000.

⁴⁰ Art. 19, comma 2.

⁴¹ Art. 19, comma 3.

Le percentuali dei tetti vanno calcolate al netto delle perdite e delle quantità di gas autoconsumate direttamente dall'impresa o dalle società del gruppo di cui l'impresa è parte, come mostrato nelle note delle tabelle 3.1 e 3.2.

L'esclusione dell'autoconsumo di gas di Eni dal calcolo dei tetti comporta un forte incentivo per Eni stessa a sviluppare l'attività di generazione elettrica sfruttando le eventuali eccedenze di Snam.

Il legislatore ha inteso in questo modo fornire un impulso allo sviluppo della concorrenza nella fase della produzione del settore elettrico, sostanzialmente "imponendo" ad Eni la via della diversificazione.

Infatti Eni ha in tempi recenti costituito Enipower, società attiva nella generazione elettrica.

Tabella 3.1 L'applicazione del tetto sulle vendite 1998-2008 (miliardi mc)⁴²

⁴² Fonte: Cazzola, C., "<<La volpe e il coniglio>>: monopolio e concorrenza nel mercato del gas naturale in Italia", cit., su dati Autorità per l'energia elettrica e il gas (2000).

	1998	2000	2003	2005	2008
Fabbisogno (a)	62,5	72,0	72,8	81,2	90,3
Copertura del fabbisogno con tetto sulle immissioni dal 2003					
Autoconsumi di società ENI (b)	1,0	2,5	3,2	4,0	4,5
Forniture dirette di SNAM (c)	27,0	27,6	22,2	25,8	28,6
Forniture di Italgas (d)	8,0	8,3	9,1	9,6	10,4
Forniture di altri distributori di cui in deroga (e)	21,5	22,4	23,8	24,9	26,0
Altre forniture*	3,5	3,5	3,7	4,0	4,3
Perdite di rete (f)	5,0	11,2	14,5	16,9	20,8
(1) Vendite di ENI con tetto sulle immissioni dal 2003 (mc) (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
(2) Vendite di ENI con tetto sulle vendite (mc)	38,5	39,4	35,0	39,4	43,3
(3) Quota di ENI sulle vendite (%)	-	-	38,4	43,0	47,8
	60,5	52,6	45,1	45,4	44,8

Tabella 3.1 L'applicazione del tetto sulle vendite 2000-2008 (miliardi mc)⁴³

	2000	2003	2005	2008
Fabbisogno (a)	72	72,8	81,2	90,3
Società di ENI (b)	2,5	3,2	4,0	4,5
Altri clienti finali	69,5	69,6	77,2	85,8
Perdite di rete (c)	0,7	0,7	0,7	0,7
(1) Immissioni di ENI senza tetto (d): (e)+(f)	54,8	62,5	62,9	57,0
Produzione nazionale di ENI (e)*	15,3	14,1	12,8	9,6
Obblighi di ENI <i>take-or-pay</i> (f)*	39,5	48,4	50,1	47,4
(2) Quota di ENI senza tetto	75,0	85,1	76,1	60,9
(3) Tetto di ENI %		73,0	69,0	63,0
(4) Immissioni di Eni con il tetto (mc)		53,1	56,0	56,9
(5) Quantità ENI in eccesso (mc)		9,4	6,9	0,1

Dall'esame delle informazioni contenute nelle tabelle si può notare che i tetti sulle vendite non costituiscono alcun vincolo all'attività di Snam, in quanto la percentuale di vendita si trova stabilmente al di sotto del limite imposto del 50%. Il tetto sulle immissioni, invece, viene superato con dinamica discendente negli anni fino ad un sostanziale pareggio nel 2008. In questo caso Snam si trova costretta a cedere il gas in eccesso ad altri operatori, oppure a venderlo su mercati esteri o anche, come ricordato, ad intensificare l'attività di generazione elettrica.

Se i tetti antitrust da una parte operano anche come spinta all'espansione verso l'estero di Snam, dall'altra garantiscono che Snam non potrà reagire all'entrata di grandi operatori esteri con strategie aggressive che le riconsentano di riguadagnare terreno.

⁴³ Fonte: Ibidem.

La prefigurazione cioè di uno sviluppo dei mercati europei *attraverso una reciproca presenza degli operatori dominanti su più mercati nazionali, come frutto di una logica accomodante e collusiva e non come risultato di una aggressiva strategia di penetrazione.*

In questo senso la clausola di reciprocità, per altri versi condivisibile, che consente ad operatori stranieri di vendere gas sui mercati degli altri Paesi membri solamente qualora le condizioni di apertura del loro mercato di origine siano analoghe a quello dei mercati cui si rivolgono, potrebbe esercitare un effetto perverso e pro collusivo, favorendo scambi bilaterali di forniture, come, ad esempio, il 20% del mercato italiano a Ruhrgas contro il 20% di quello tedesco a Snam.

Un ulteriore aspetto critico sempre legato alle soglie antitrust è relativo, come si è avuto modo di osservare, *all'asimmetria tra i tetti alla vendita e all'immissione.* In altri termini Snam potrà immettere gas in Italia, attraverso la produzione o l'importazione, in quantità superiori a quelle che potrà vendere direttamente ai clienti finali; tale differenziale sarà pari al 23 per cento (73-50) nel 2003 e diminuirà fino all'11 per cento (61-50) nel 2010 (come ribadito da un disegno di legge datato 9 Luglio 2009, il quale sopprime la norma che prorogava al 31/12/2005 il tetto antitrust, che riguardava in particolare l'Eni, sulla distribuzione e sulla vendita del gas, che dunque scadrà il 31/12/2010) e dovrà in qualche modo essere ceduto ad altri operatori o destinato ad usi diversi dalla vendita finale (ad esempio all'autoconsumo). Esiste pertanto una certa quantità di gas che giungerà ai clienti finali in base a contratti di operatori diversi da Snam che potrebbero tuttavia avere acquistato dalla stessa Snam il gas da rivendere nel mercato finale. *Snam, in questo modo, si troverà ad essere contemporaneamente fornitore (a monte) e concorrente (sul mercato finale) di questi nuovi soggetti.*

A titolo esemplificativo si consideri l'accordo di fornitura sottoscritto tra Edison Gas e Promgas, che consentirà ad Edison Gas di importare dalla Russia 2 miliardi di metri cubi di gas naturale all'anno per vent'anni a partire dal 2000.

Da notare che Promgas è una società partecipata da Gazprom, leader mondiale nella produzione di gas naturale, e dalla stessa Snam. Dunque Snam cederà volumi di gas nel mercato a monte ed Edison Gas, pur aumentando la propria disponibilità di gas, si troverà nella paradossale condizione di essere un "clienteconcorrente" di Snam. Non serve domandarsi come Edison Gas possa essere in grado di fare concorrenza al proprio "fornitore-incumbent".

In definitiva, *la strada dei tetti antitrust imposti sul mercato per un certo numero di anni può quindi rappresentare uno strumento capace di indirizzare e sostenere condizioni collusive e poco concorrenziali* anche in presenza di una struttura di mercato via via più frammentata. Si noti come questo strumento sia stato preferito ad una alternativa sui cui sia l'Autorità di settore che l'Antitrust avevano insistito in sede di audizione parlamentare, il cosiddetto *gas release*, consistente nell'obbligo imposto a Snam di cedere parte dei contratti di importazione già stipulati e che probabilmente avrebbe risolto a monte alcuni dei problemi suindicati.

Si può dire che, allo stato attuale, esistono due mercati del gas: quello italiano, che il decreto legislativo ha tentato di rendere maggiormente competitivo, dominato da Snam e quello europeo, anch'esso in fase di apertura ed in prospettiva ripartito, in maniera più o meno concorrenziale, tra gli operatori incumbenti dei singoli Stati membri; probabilmente le scelte del legislatore italiano, cercando di conciliare esigenze di maggiore concorrenza, senza voler penalizzare eccessivamente Snam, finiscono per non modificare sostanzialmente la posizione dominante di Snam stessa sul mercato italiano e di averla indebolita troppo per poter competere ad armi pari con gli altri operatori europei integrati nel mercato internazionale.

Per quanto riguarda la distribuzione interna al territorio nazionale si percepisce un'apertura concorrenziale introdotta proprio da Decreto Legislativo n°164/00, che porterà (per la prima volta), all'affidamento tramite gara ad evidenza pubblica, delle concessioni per la distribuzione all'interno dei territori comunali.

Tale provvedimento, atto a dare trasparenza agli accordi tra Enti locali e società distributrici, si configura come una novità molto rilevante per il settore in quanto restituisce competitività qualità ed efficienza all'attività di gestione delle reti, grazie alla quale per troppi anni, è stata concessa la speculazione, a discapito del servizio, da parte dei distributori in quanto vincolati da contratti di concessione mal regolamentati e agevolati spesso dalla scarsa competenza delle Amministrazioni locali.

In questo modo, con l'affidamento delle concessioni tramite gara, è facile prevedere un apporto benefico alla qualità del servizio e sicuramente anche una ingente introito nelle casse comunali, in quanto a base di gara viene sempre prevista una cessione in percentuale del vincolo sui ricavi della distribuzione (VRD) che rappresenta in parole spicciole il tornaconto effettivo delle società distributrici, costrette quindi, per

l'aggiudicazione della gara, all'elargizione come indennizzo di parte dei suoi guadagni agli Enti locali con beneficio indiretto riscontrabile dalla cittadinanza contribuente.

3.2.4 RELAZIONE RIGUARDANTE LE MODIFICHE APPORTATE ALLA LEGGE N°164/00 CON RIFERIMENTO ALL'ATTIVITA' DI DISTRIBUZIONE

Le modifiche alla Legge n°164/2000 (Decreto Letta) ,che seguono, riguardano l'attività di distribuzione, in quanto nel capitolo 4 viene trattato il riaffidamento delle concessioni proprio di tale servizio.

Si ricorda che la **liberalizzazione dell'attività di vendita**, regolamentata dalla stessa Legge di cui sopra, è **stata avviata il 1° Gennaio 2003**, mentre **la distribuzione stenta ancora a decollare, in quanto dall'anno 2000 a oggi** (come verrà esposto nei paragrafi che seguono) è **stata soggetta a proroghe che hanno determinato, distintamente in base al tipo concessione in essere o in scadenza, il ritardo di tali riaffidamenti rispetto alla prima data di scadenza prevista (31 Dicembre 2005).**

Si premette anche che le **concessioni attive** riguardanti tale attività sono di tre tipologie:

- **Concessioni affidate tramite trattativa privata tra Enti locali e società distributrice (affidamento diretto), quindi affidate alle società che si sono accaparrate tale mandato grazie alla realizzazione degli impianti da loro effettuata;**
- **Concessioni affidate tramite gare d'appalto ad evidenza pubblica;**
- **Concessioni affidate insieme alla realizzazione di quegli'impianti finanziati ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980 n°784, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997 n°266. Tali finanziamenti sono stati stanziati a cavallo degli anni 2000 e 2001, quindi le concessioni previste da tali articolo partono dalla messa in esercizio dell'impianto.**

Legge 23 agosto 2004, n° 239 art. 1 Commi 68 e 69 (MARZANO)

(Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia)

COMMA 68 : al comma 10-*bis* dell'articolo 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, la parola:”decorre” è sostituita dalle seguenti “e il periodo di cui al comma 9 del presente articolo decorrono” e le parole “due anni” sono sostituite dalle seguenti “quattro anni”.

COMMA 69: La disposizione di cui all'articolo 15, comma 5 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 relativa al regime transitorio degli affidamenti e delle concessioni in essere al 21 giugno 2000, data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, va interpretata nel senso che **è fatta salva la facoltà di riscatto anticipato, durante il periodo transitorio**, se stabilita nei relativi atti di affidamento o di concessione.

Tale facoltà va esercitata secondo le norme ivi stabilite.

Le gare sono svolte in conformità all'articolo 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il periodo transitorio di cui al citato articolo 15, comma 5, termina entro il 31 dicembre 2007, fatta salva la facoltà per l'ente locale affidante o del concedente di prorogare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, per un anno la durata del periodo transitorio, qualora vengano ravvisate motivazioni di pubblico interesse.

Nei casi previsti dall'articolo 15, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, il periodo transitorio non può comunque terminare oltre il 31 dicembre 2012. E' abrogato il comma 8 dell'articolo 15 dello stesso decreto legislativo n. 164 del 2000.

L'art. 23 del Decreto Legge 273/05 tramutato in Legge n° 51/2006, recita testualmente ai comma:

1. “il termine del periodo transitorio previsto dall'art. 15, comma 5, del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 è prorogato al 31 dicembre 2007 ed è automaticamente prolungato fino al 31 dicembre 2009 qualora si verifichi almeno una delle condizioni indicate al comma 7 del medesimo articolo 15”;

2. “ i termini di cui al comma 1 possono essere ulteriormente prorogati di un anno, con atto dell’Ente locale affidante o concedente, per comprovate e motivate ragioni di pubblico interesse “ ;

3. “ sono fatte salve le disposizioni di cui ai comma 9 dell’art. 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, nonché la facoltà di riscatto anticipato durante il periodo transitorio di cui al comma 1, se prevista nell’atto di affidamento o di concessione”;

4. “i termini di durata delle concessioni e degli affidamenti per la realizzazione delle reti e la gestione della distribuzione di gas naturale ai sensi dell’articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e dell’articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, sono prorogati fino al dodicesimo anno decorrente dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, oppure, se successiva, dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero dell’economia e delle finanze di approvazione delle risultanze finali dell’intervento.

L’art. 15 (Regime di trasmissione dell’attività di distribuzione) del D. Lgs. 164/2000, dopo le modifiche introdotte(per ultimo) dalla L. n. 51/2006, prevede che:

comma 1 – non modificato

comma 2 – non modificato

comma 4 – non modificato

comma 5 – per l’attività di distribuzione del gas, gli affidamenti e le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto, nonché quelli alle società derivate dalla trasformazione delle attuali gestioni, proseguono, fatta salva la facoltà di riscatto anticipato durante il periodo transitorio (dato dalla somma della proroga e delle deroghe), se stabilita nei relativi atti di affidamento o di concessione senza gara, fino alla scadenza stabilita e comunque non oltre il 31 dicembre 2007, fatta salva la facoltà (entro tale termine) per l’ente locale affidante e concedente di prorogare (con apposito atto), per un anno la durata del periodo transitorio, per comprovate e motivate ragioni di pubblico interesse. Gli affidamenti e le concessioni in essere per i quali non è previsto un

termine di scadenza o è previsto un termine che supera il periodo transitorio, proseguono fino al completamento del periodo transitorio stesso. In quest'ultimo caso, ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere è riconosciuto un rimborso, a carico del nuovo gestore ai sensi del comma 8 dell'articolo 14, calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578. **Resta sempre esclusa la valutazione del mancato profitto derivante dalla conclusione anticipata del rapporto di gestione.**

comma 6 – Decorso il periodo transitorio, l'ente locale procede all'affidamento del servizio secondo le modalità previste dall'art. 14.

comma 7 – Il periodo transitorio di cui al comma 5 è automaticamente prolungato fino al 31 dicembre 2009 (e con la proroga al 31 dicembre 2010), qualora si verifichi almeno una delle condizioni che seguono:

- a) Almeno un anno prima dello scadere del periodo transitorio, si realizzi una fusione societaria che consenta di servire un'utenza complessivamente non inferiore a due volte quella originariamente servita dalla maggiore delle società oggetto di fusione;
- b) Entro il termine di cui alla lettera a), l'utenza servita risulti superiore a centomila clienti finali, o il gas naturale distribuito superi i cento milioni di metri cubi all'anno, ovvero l'impresa operi in un ambito corrispondente almeno all'intero territorio provinciale;
- c) Entro il termine di cui alla lettera a), il capitale privato costituisca almeno il 40% del capitale sociale.

comma 8 – ABROGATO

comma 9 – Gli affidamenti e le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto sono mantenuti per la durata in essi stabilita ove questi siano stati attribuiti mediante gara, e comunque per un periodo **transitorio non superiore a dodici anni a partire dal 31 dicembre 2000.**

comma 10 – non modificato

comma 10 bis – Per le concessioni e gli affidamenti in essere per la realizzazione delle reti e la gestione della distribuzione del gas metano ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre

1980, n. 784, e successive modificazioni, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, come modificato dall'articolo 28 della legge 17 maggio 1999, n. 144, il periodo transitorio disciplinato dal comma 7 decorre, tenuto conto del tempo necessario alla costruzione delle reti, decorsi quattro anni dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica di concessione del contributo.

I termini della durata delle concessioni e degli affidamenti per la realizzazione delle reti e la gestione della distribuzione di gas naturale ai sensi dell'art. 11 L.784/1980 e dell'art. 9, L. 266/1997, sono prorogati fino al dodicesimo anno decorrente dalla data di entrata in vigore del D. Lgs. 164/2000, oppure, se successiva, dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze di approvazione dei risultati finali dell'intervento.

Successivamente, **con D.L. n° 159, convertito in Legge n° 222/2007 (interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale)**, per quanto previsto **all'art. 46-bis (disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas), modificato dalla L. 244/2007 art. 2 comma 175 (Legge finanziaria 2008)**, sono apportate le seguenti modifiche:

- **1**] Al fine di garantire al settore della distribuzione di gas naturale maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità dei servizi essenziali, i Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, sentita la Conferenza unificata e su parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, individuano entro tre mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas previsto dall'articolo 14, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, tenendo conto in maniera adeguata, oltre che delle condizioni economiche offerte, e in particolare di quelle a vantaggio dei consumatori, degli standard qualitativi e di sicurezza del servizio, dei piani di investimento e di sviluppo delle reti e degli impianti.

- **2**] I Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata, determinano gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del

servizio di distribuzione del gas, a partire da quelli tariffari, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione di costi, e determinano misure per l'incentivazione delle relative operazioni di aggregazione.

- **3]** Al fine di incentivare le operazioni di aggregazione di cui al comma 2, la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas è bandita per ciascun bacino ottimale di utenza entro due anni dall'individuazione del relativo ambito territoriale, che deve avvenire entro un anno dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto.

- **4]** **A decorrere dal 1° gennaio 2008, i comuni interessati dalle nuove gare di cui al comma 3 possono incrementare il canone delle concessioni di distribuzione, solo ove minore e fino al nuovo affidamento, fino al 10 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione di cui alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 237 del 28 dicembre 2000, pubblicata nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 4 del 5 gennaio 2001, e successive modificazioni, destinando prioritariamente le risorse aggiuntive all'attivazione di meccanismi di tutela relativi ai costi dei consumi di gas da parte delle fasce deboli di utenti.**

- **4 bis]** A decorrere dal 1° gennaio 2008, alle gare di cui al comma 1 del presente articolo si applicano, oltre alle disposizioni di cui all'articolo 15, comma 10, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, anche le disposizioni di cui all'articolo 113, comma 15-quater, del testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali, di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267, che si intendono estese a tutti i servizi pubblici locali a rete.

Ad oggi, Luglio 2009, in definitiva, il D. Lgs. n°164/2000 (di recepimento della Direttiva Europea n° 98/30/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo), è stato soggetto alle seguenti modifiche:

- L. 388/2000 (c.d. Legge Finanziaria 2001), in vigore dall'1/01/2002, che ha inserito il citato art 10-bis all'art. 15, D. Lgs. 164/2000;

- L. 239/2004 (c.d. Legge Marzano) in vigore dal 28/9/2004;

- D.L. 273/2005 (*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*), (c.d. decreto milleproroghe) convertito con modifiche nella L. 51/2006 (*Conversione in legge, con modificazioni del decreto- legge 30 dicembre 2005 n. 273, recante definizione e proroga dei termini, nonché conseguenti disposizioni urgenti. Proroga di termini relativi all'esercizio di deleghe legislative*), in vigore dal 29/02/2006;
- D.L. 159/2007, convertito in L. 222/2007 (*Interventi urgenti in materia economica-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale*), c.d. Collegato fiscale alla legge finanziaria 2008, entrato in vigore l'1/12/2007, per quanto previsto all'art. 46-bis (*Disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas*);
- L. 244/2007 (c.d. legge finanziaria 2008), art. 2, c. 175 che ha modificato, con decorrenza 1/1/2008, il sopraccitato art. 46-bis del Collegato fiscale;
- L.133/2008.

Il tutto da integrarsi:

- con le leggi quadro (v. oggi il D.Lgs. 267/2000 in vigore dal 13/10/2000 (c.d. T.U.E.L.) e per il cui art. 113, v. l'Appendice "B", e l'art. 35, L. 448/2001, (c.d. legge finanziaria 2002), in vigore dall'1/1/2003, ai sensi dell'art. 16, c. 7, D. Lgs 164/2000, il quale prevede che :” 7] *Per quanto non espressamente previsto dal presente decreto in materia di distribuzione si applicano le norme vigenti in materia di servizi pubblici locali*”);
- con le concorrenti leggi regionali, ai sensi dell'art. 16, c.7 D.Lgs. 164/2000;
- (v.infra) con il D.Lgs 163/2006 (*Codice dei contratti pubblici relativi ai lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/Ce e 2004/18/Ce*), in vigore dall'1/7/2006 (c.d. Codice unico appalti), per quanto strettamente inerente (settori speciali) a recepimento della direttiva 2004/17/Ce.

Premesso quanto finora riportato, alla luce dell'ultimo provvedimento Legislativo (ART: 46 bis L. 222/2007, e modificato dalla Legge Finanziaria 2008, la situazione, NEL CASO DI AFFIDAMENTO DIRETTO (senza evidenza pubblica per l'affidamento della Concessione all'attuale Concessionario), è la seguente:

- Il periodo transitorio scade il 31/12/2007 come da art 23, comma 1, Legge n° 51/2006;
- Se è stata concessa la proroga, dopo la Legge n° 239/2004 e l'art. 23, comma 2 Legge n° 51/2006, il periodo transitorio scade il 31/12/2008.

In tal caso l'Ente pubblico deve aver ravvisato, con Atto Deliberativo, la sussistenza di circostanze d'interesse pubblico. La proroga deve essere stata concessa entro il 31/12/2007.

- Altro caso di proroga è stato concesso ai sensi dell'art. 23, comma 4 Legge n° 51/2006 con riferimento all'art. 9 della Legge 266/1997 come modificato dall'art. 28, Legge 144/1999, dall'art. 1 comma 68, Legge 239/2004 relativamente all'art. 15, comma 10 bis del D.Lgs n° 164/2000.

In tal caso la scadenza del periodo transitorio è prorogato al 31/12/2012 o a 12 anni a far data dalla data del Decreto MEF (Ministero dell'Economia e delle Finanze) di approvazione delle risultanze finali dell'intervento in materia di metanizzazione del Mezzogiorno.

DEROGHE AL PERIODO TRANSITORIO

Le concessioni, con deroga ai sensi ex comma 7 lettera a) art. 15 D.Lgs 164/2000, scadono:

- Al 31/12/2009 (se il periodo transitorio scade al 31/12/2007);
- Al 31/12/2010 (se il periodo transitorio è stato prorogato al 31/12/2008)

Rif. ex COMMA 7 lett. "a" "b" "c" art. 15 del D.Lgs 164/2000.

Lettera "a" – 1 anno nel caso in cui, almeno 1 anno prima dello scadere dei 5 anni, si realizzi una fusione societaria che consente di servire un'utenza complessivamente non inferiore a due volte quella originariamente servita dalla maggiore delle società oggetto di fusione;

Lettera “b” – 2 anni nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera “a”, l’utenza servita risulti superiore a 100.000 clienti finali, o il gas naturale distribuito superi i 100.000.000 di metri cubi all’anno, ovvero l’impresa operi in un ambito corrispondente almeno all’intero territorio provinciale;

Lettera “c” – 2 anni nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera “a” il capitale privato costituisca almeno il 40% del capitale sociale.

Tali deroghe non sono cumulabili (ai sensi dell’art. 23 del D.Lgs n° 273/05, convertito in Legge n° 51/2006) ed a condizione che se ne attivino le previsioni un anno prima rispetto alla scadenza del periodo transitorio e cioè un anno prima del 31/12/2007 (o del 31/12/2008 – nel caso di proroga di 1 anno).

Secondo la circolare del Ministero delle Attività Produttive – MAP – prot. n° 2355 del 10/11/2004, sussiste invece la cumulabilità, se le relative previsioni erano già state maturate entro la data del 28/09/2004.

CONCESSIONI AFFIDATE SENZA GARA

1) Con scadenza del contratto anteriore al 31/12/2007.

Tali contratti non producono i loro effetti durante il periodo transitorio, in quanto la relativa scadenza contrattuale risulta antecedente a tale periodo (31/12/2007).

Infatti il Legislatore ha agito (vedi art. 1, comma 69, 4° capoverso, Legge n° 239/2004) modificando il periodo transitorio dopo il 31/12/2007 e non certo modificando la durata dei contratti scadenti prima di tale data.

2) Con scadenza del contratto oltre il 31/12/2007 ed oltre le proroghe e/o le deroghe dei commi 5 e 7, D. Lgs 164/2000 e art. 23, D.L. n° 273/2005.

La durata di tale contratto è sempre ridotta al 31/12/2007 (v. art. 1, c. 69, 4° cpv., L. 239/2004). Tale durata potrà essere prorogata di un anno (31/12/2008) per motivi di pubblico interesse.

Il sopraccitato termine del 31/12/2007 (o del 31/12/2008) potrà (ai sensi del c. 7 art. 15, D. Lgs 164/2000), essere derogato di due anni (al 31/12/2009 o al 31/12/2010) se entro un anno prima e cioè entro il 31/12/2007 (sussistendo l'ipotesi di proroga comunale al 31/12/2008 o entro il 31/12/2006 se la scadenza senza proroga è al 31/12/2007) il concessionario avrà maturato tale requisito.

Il termine *max* del 31/12/2010 coincide con quello *max* degli affidamenti diretti. Resta ferma (secondo il MAP. prot. n. 2355 del 10/11/2004) la cumulabilità delle ipotesi del c.7 se tali requisiti sono stati maturati entro il 28/9/2004.

CONCESSIONI AFFIDATE CON GARA.

- 1) Contratti in essere alla data del 21/6/2000, (data di entrata in vigore del D.Lgs n° 164/2000); tali contratti scadono comunque alla data del 31/12/2012 (vedi art. 1, comma 69, 5° capoverso. Legge 239/2004)

CONCESSIONI AFFIDATE EX L. 784/80 E L 266/97 , COME ART. 15, COMMA 10-bis, D.Lgs 164/2000.

- 1) I termini di scadenza di tali contratti sono quelli di cui all'art. 23, comma 4, L. 51/2006, con riferimento all'art. 9, L. 266/97 come modificato dall'art. 28, L. 144/1999, dall'art. 1, comma 68, Legge n° 239/2004 relativamente all'art. 15, comma 10-bis, D.Lgs n° 164/2000.

Si rammenta infatti che l'art. 1, comma 68, L 239/2004 ha modificato il c- **10-bis**, dell'art. 15, D.Lgs 164/2000, come segue:”**10-bis**]Per le concessioni e gli affidamenti in essere per la realizzazione delle reti e la gestione della distribuzione del gas metano ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e successive modificazioni, e dell'articolo 9 della

legge 7 agosto 1997, n.266, come modificato dall'articolo 28 della legge 17 maggio 1999, n. 144, il periodo transitorio disciplinato dal comma 7 e il periodo di cui al comma 9 del presente articolo decorrono, tenuto conto del tempo necessario alla costruzione delle reti, decorsi quattro anni dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica di concessione del contributo” (comma aggiunto dall'art. 145, comma 22, della legge n. 388 del 2000 (legge finanziaria 2001).

La L. 51/2006 (**c.d. decreto milleproroghe 2006**), **all'art. 23** (*Disposizioni in materia di energia e attività produttive*), al c.4, prevede che “4] I termini di durata delle concessioni e degli affidamenti per la realizzazione delle reti e la gestione della distribuzione di gas naturale ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, sono prorogati fino al dodicesimo anno decorrente dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, oppure, se successiva, dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze di approvazione delle risultanze finali dell'intervento”.

ANTICIPAZIONI ALLE SCADENZE DEGLI AFFIDAMENTI DIRETTI SENZA GARA
RIF. L. 239/2004 E L. 51/2006.

La lettura delle proroghe e delle scadenze deve essere così effettuata:

- a) Le proroghe e le deroghe si applicano solo per le scadenze contrattuali che – superano – il periodo transitorio;
- b) Le proroghe e le deroghe non possono - mai – eccedere l'originaria scadenza;

Da cui, con riferimento alle ipotesi dei cc. 2 (deroghe) e 4 (deroghe), art. 23, L. 51/2006), si avrà, a titolo esemplificativo:

- *Es. n. 1*

Scadenza del contratto al 31/12/2007

Nessuna proroga o scadenza;

- *Es. n. 2*

Scadenza del contratto al 31/12/2008

La proroga (o la deroga) si estende *max* sino al 31/12/2008

- *Es. n. 3*

Scadenza del contratto al 31/12/2009

La proroga (o la deroga) si estende *max* sino al 31/12/2009 (es. un anno di proroga o due anni di deroga o un anno di proroga e uno di deroga);

- *Es. n. 4*

Scadenza del contratto al 31/12/2010

- La proroga (o la deroga) si estende *max* sino al 31/12/2010 (es. un anno di proroga e due anni di deroga)

- *Es. n. 5*

Scadenza del contratto al 31/12/2011 la proroga (o la deroga) si estende *max* sino al 31/12/2010 (di cui un anno di proroga al 31/12/2008 e due anni di deroghe).

IL DIVIETO DEI RINNOVI O DELLE PROROGHE DURANTE IL PERIODO TRANSITORIO CON RIFERIMENTO ALLA CIRCOLARE DEL MINISTERO DELLE ATTIVITA' PRODUTTIVE (MAP) N. 2355 DEL 10/11/2004.

Con riferimento agli esempi precedenti, se così non fosse, non si tratterebbe di una proroga o deroga, bensì di un rinnovo (pacificamente vietato dal D.Lgs. 164/2000, ai sensi dell'art. 14, c. 1-2° cpv., a far data dal 21/6/2000).

Con riferimento all'esempio *sub* n. 5 vedi poi la circolare del MAP n. 2355 dell'11/11/2004 (Chiarimenti in materia di affidamenti e concessioni di distribuzione di gas naturale di cui all'articolo 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come modificato dall'articolo 1, comma 69, della legge 23 agosto 2004, n. 239) secondo la quale le previsioni dell'art. 15, c. 7, D.Lgs 164/2000 (prima versione) se erano già state maturate prima del 28/9/2004 (data di

entrata in vigore della L. 239/2004, c.d. legge Marzano) e la scadenza originaria della concessione senza gara superava tale primo periodo transitorio, la concessione viene prorogata (sussistendo le circostanze ad allora cumulabili del citato c. 7, art. 15, D.Lgs 164/2000) per un totale di cinque anni *max* a partire dal 31/12/2007.

Secondo tale circolare si avrebbe (alla luce delle circostanze cumulabili ivi previste):

- *Es. n. 6*

Scadenza del contratto al 31/12/2018

le proroghe se maturate come sopra (*ante* L. 239/2004) per un lustro pieno, si estendono *max* sino al 31/12/2012;

- *Es. n. 7*

Scadenza del contratto al 31/12/2010

le proroghe se maturate come sopra (*ante* L. 239/2004) per un lustro pieno, si estendono *max* sino al 31/12/2010;

- *Es. n. 8*

Scadenza del contratto al 31/12/2013

le proroghe (*melius*: tale sopraccitata scadenza contrattuale) se maturate come sopra (*ante* L. 239/2004) per un lustro pieno, si estendono (*melius*: vengono anticipate) *max* sino al 31/12/2012.

ART. 46-BIS

**LEGGE N. 222/2007 COSI' COME MODIFICATO DALL'ART. 2, COMMA 175,
LEGGE N. 244/2007 (L.F. 2008)**

COMMA 4 – A decorrere dal 1° gennaio 2008, fino al 10% del vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD).

Tale comma 4 crea la possibilità di adeguamento del canone di concessione (a favore dell'Ente concedente) fino al 10% del VRD e cita testualmente:

A decorrere dal 1° gennaio 2008, i Comuni interessati dalle NUOVE GARE di cui “ AL COMMA 3” possono incrementare il canone delle Concessioni di distribuzione, solo ove minore e fino al nuovo affidamento, fino al 10% del vincolo sui ricavi di distribuzione di cui.....

A parere del sottoscritto, i Comuni interessati dalle nuove gare sono tutti quei Comuni che hanno affidato il servizio SENZA GARA e le scadenze Concessorie vanno oltre il periodo transitorio.

Secondo altri pareri, la decorrenza dal 1° gennaio viene spostata alla data di effettiva attivazione degli ambiti territoriali minimi e fino al nuovo affidamento, in quanto viene ritenuto, il comma 4, collegato ai commi 2 e 3 e come tale sconta la presenza e la definizione degli ambiti territoriali minimi.

Ritenuto quindi collegati i commi 2-3 e 4, ne consegue che gli incrementi dei canoni di cui al comma 4 potranno essere dai commi applicati solamente dopo la definizione degli ambiti territoriali minimi.

Detti incrementi produrranno i loro effetti dalla data di definizione degli Ambiti Territoriali Minimi (A.TE.M.) (se l'Ente locale, per tempo, ha avviato la procedura - ex L. 241/1990 così come modificato dalle LL 15 e 80/2005) tramite il RUP (di cui all'art. 10, D.Lgs 163/2006 e così come modificato recentemente dall'art. 3, comma 23, Legge n° 244/2007) fino alla data dell'affidamento del servizio con gara ai sensi degli art. 14 e 15, D. Lgs 164/2000. Se ciò fosse, era inutile indicare la data del 1° gennaio 2008.

Altri ancora hanno interpretano tale data del 1° gennaio 2008, coincidente con la prevista data ultima per il riaffidamento del servizio di distribuzione gas (31/12/2010).

In riferimento al comma 4 dell'art. 46-bis del Decreto Legge n. 159/07, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, con Delibera ARG/gas n. 31/08 nella riunione del 13 marzo 2008, aveva deliberato di avviare un procedimento per la definizione delle modalità di riconoscimento di eventuali maggiori oneri relativi all'anno 2008, derivanti dall'applicazione

delle disposizioni di cui al comma 4, art 46-bis del Decreto –Legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche della Legge 29/11/2007, n° 222 e successivamente modificato dalla Legge 24 dicembre 2007, n. 244.

In relazione alla definizione degli A.TE.M. (Ambiti Territoriali Minimi), questa è stata sottoposta ad indagine pubblica dopo la proposta da parte dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas che li definiva come bacini di utenza caratterizzati da un minimo di 300.000 utenze giustificando la scelta come la più idonea secondo teorie relative alle economie di scala.

Tale provvedimento è stato valutato poco efficiente (giustamente a mio avviso) per un mercato già formato e radicato in quanto con il riaffidamento della gestione sulla distribuzione di bacini d’utenza così ampi, si sarebbero agevolate solo le grandi società di distribuzione e costringendo le piccole, praticamente, ad “obbligatorie” fusioni societarie, necessarie per ovviare alla ingente richiesta di mezzi e investimenti richiesti da gestioni così importanti. Ad oggi, l’intento di aggregare più bacini di utenza e riappaltarne la gestione in blocco, perseguito con insuccesso dalla volontà di stabilire gli A.TE.M. è stato rimesso nelle mani delle regioni.

ALLEGATI

REGIO DECRETO 15 OTTOBRE 1925 N°2578 - ART. 24 E 25

R.D. 15 ottobre 1925, n. 2578

Approvazione del testo unico della legge sull'assunzione diretta dei pubblici servizi da parte dei comuni e delle province

GU 4 marzo 1926, n. 52.

Capo I

Costituzione ed amministrazione delle aziende speciali.

Art. 1

art. 1 della legge 29 marzo 1903, n. 103, e art. 10 del regio decreto 30 dicembre 1923, n. 3047

1. I comuni possono assumere nei modi stabiliti dal presente testo unico (1), l'impianto e l'esercizio diretto dei pubblici servizi e segnatamente di quelli relativi agli oggetti seguenti (2):

- 1) costruzione di acquedotti e fontane e distribuzione di acqua potabile (3);
 - 2) impianto ed esercizio dell'illuminazione pubblica e privata;
 - 3) costruzione di fognature ed utilizzazione delle materie fertilizzanti;
 - 4) costruzione ed esercizio di tramvie a trazione animale o meccanica (4);
 - 5) costruzione ed esercizio di reti telefoniche nel territorio comunale (5);
 - 6) impianto ed esercizio di farmacie (6);
 - 7) nettezza pubblica e sgombrò di immondizie dalle case (7);
 - 8) trasporti funebri, anche con diritto di privativa, eccettuati i trasporti dei soci di congregazioni, confraternite ed altre associazioni costituite a tal fine e riconosciute come enti morali (8);
 - 9) costruzione ed esercizio di molini e di forni normali;
 - 10) costruzione ed esercizio di stabilimenti per la macellazione, anche con diritto di privativa;
 - 11) costruzione ed esercizio di mercati pubblici, anche con diritto di privativa (9);
 - 12) costruzione ed esercizio di bagni e lavatoi pubblici;
 - 13) fabbrica e vendita del ghiaccio;
 - 14) costruzione ed esercizio di asili notturni;
 - 15) impianto ed esercizio di omnibus, automobili e di ogni altro simile mezzo, diretto a provvedere alle pubbliche comunicazioni (10);
 - 16) produzione distribuzione di forza motrice idraulica ed elettrica e costruzione degli impianti relativi (11);
 - 17) pubbliche affissioni, anche con diritto di privativa, eccettuandone sempre i manifesti elettorali e gli atti della pubblica autorità (12);
 - 18) essiccatoi di granturco e relativi depositi;
 - 19) stabilimento e relativa vendita di semenzai e vivai di viti ed altre piante arboree e fruttifere.
2. Uguale facoltà è attribuita alle province per i servizi di cui ai numeri 4, 5, 15, 16, 18 e 19 e per altri di interesse provinciale. L'assunzione e l'esercizio di tali servizi da parte delle province sono regolati dalle disposizioni del presente testo unico, intendendosi sostituiti agli organi del comune quelli della provincia ed equiparate le province ai comuni ai quali sono assegnati 80 consiglieri (13).

Capo V

Disposizioni generali e transitorie

Art. 24

art. 25 della legge 29 marzo 1903, n. 103, e art. 1 del regio decreto 4 febbraio 1923, numero 253

1. I comuni possono valersi delle facoltà consentite dall'art. 10 pei servizi che siano già affidati all'industria privata quando dall'effettivo cominciamento dell'esercizio sia trascorso un terzo della durata complessiva del tempo per cui la concessione fu fatta. Tuttavia i comuni hanno sempre diritto al riscatto quando siano passati venti anni dall'effettivo cominciamento dell'esercizio; ma in ogni caso non possono esercitarlo prima che ne siano passati dieci.
2. Qualora i comuni non facciano uso delle facoltà di riscatto nelle epoche sopra determinate, non possono valersene se non trascorso un quinquennio, e così in seguito di cinque in cinque anni (14).
3. Il riscatto deve essere sempre preceduto dal preavviso di un anno (15).
4. Quando i comuni procedono al riscatto debbono pagare ai concessionari un'equa indennità, nella quale si tenga conto dei seguenti termini:
 - a) valore industriale dell'impianto e del relativo materiale mobile ed immobile, tenuto conto del tempo trascorso dall'effettivo cominciamento dell'esercizio e dagli eventuali ripristini avvenuti nell'impianto o nel materiale ed inoltre considerate le clausole che nel contratto di concessione siano contenute circa la proprietà di detto materiale, allo spirare della concessione medesima;
 - b) anticipazioni o sussidi dati dai comuni, nonché, importo delle tasse proporzionali di registro anticipate dai concessionari e premi eventualmente pagati ai comuni concedenti, sempre tenuto conto degli elementi

indicati nella lettera precedente;

- c) profitto che al concessionario viene a mancare a causa del riscatto e che si valuta al valore attuale che avrebbero, nel giorno del riscatto stesso, al saggio dell'interesse legale, tante annualità eguali alla media dei profitti industriali dell'ultimo quinquennio, quanti sono gli anni nei quali dovrebbe ancora durare la concessione, purché, un tale numero di anni non superi mai quello di venti.
4. L'importo di tali annualità si calcola sulla media dei redditi netti accertati ai fini dell'imposta di ricchezza mobile dell'ultimo quinquennio, tolti dal medesimo l'anno di maggiore e di minore profitto e depurato dell'interesse del capitale, rappresentato da ciò che si corrisponde al concessionario per i titoli di cui alle lettere a) e b) di questo articolo.
5. L'ammontare dell'indennità può essere determinato d'accordo fra le parti con l'approvazione della giunta provinciale amministrativa (16).
6. In mancanza dell'accordo decide in primo grado, con decisione motivata, un collegio arbitrale composto di tre arbitri, di cui uno è nominato dal consiglio comunale, uno dal concessionario ed uno dal presidente del tribunale nella cui giurisdizione è posto il comune.
7. Avverso la decisione di tale collegio, così il comune come il concessionario possono appellarsi ad un altro collegio di tre arbitri i quali saranno nominati dal primo presidente della corte d'appello e decideranno come amichevoli compositori.
8. I comuni, che esercitano la facoltà del riscatto, debbono sostituirsi nei contratti attivi e passivi del concessionario in corso coi terzi per l'esecuzione dell'industria o del servizio e col personale addetto al servizio stesso, purché, i contratti siano stati stipulati ed il personale sia stato assunto prima del preavviso di cui al terzo alinea del presente articolo. Tuttavia degli oneri derivanti dai detti contratti sarà tenuto conto nella determinazione dell'indennità di riscatto.
9. Le disposizioni di questo articolo, salvo ciò che si riferisce ai termini del riscatto, non sono applicabili quando le condizioni del riscatto medesimo o della revoca della concessione siano stabilite da contratto, purché, stipulando sei mesi prima della promulgazione della legge 29 marzo 1903, n. 103 (17).

Art. 25

art. 26 della legge 29 marzo 1903, n. 103, e 20 del regio decreto 30 dicembre 1923, n. 3047

1. Quando i comuni vogliono far uso della facoltà di riscatto, la deliberazione del consiglio comunale e il progetto di massima di cui all'art. 10 devono indicare esattamente, oltre ai mezzi con cui vuoi provvedere alla gestione del servizio, la consistenza dell'impianto che intendesi rilevare e l'ammontare presumibile dell'indennità da corrispondersi ai concessionari.
2. Quando, dopo la decisione favorevole della giunta provinciale amministrativa, l'indennità di riscatto sia determinata d'accordo o dagli arbitri in misura maggiore di quella presumibile posta a base del piano di massima, si deve provvedere nuovamente in conformità degli artt. 10 e 11 (18).

Art. 26.

art. 27 della legge 29 marzo 1903, n. 103

1. I comuni, che intendano concedere all'industria privata qualcuno dei servizi indicati all'art. 1, debbono sempre nel relativo contratto di concessione riserbarsi la facoltà del riscatto con tali condizioni e termini che non siano, nei comuni medesimi, più onerosi di quelli contenuti nel precedente articolo.

Art. 27

art. 28 della legge 29 marzo 1903, n. 103, e art. 10 del regio decreto 4 febbraio 1923, numero 253

1. Quando manchino di altre risorse, i comuni possono procurarsi i mezzi necessari per l'assunzione diretta dei pubblici servizi, contraendo mutui con la cassa depositi e prestiti alle condizioni stabilite dal titolo IV del testo unico delle leggi riguardanti la cassa dei depositi e prestiti approvato con regio decreto 2 gennaio 1913, n. 453.
2. Gli interessi di questi mutui non si computano agli effetti della limitazione stabilita dal primo comma dell'art. 191 della legge comunale e provinciale (19).
3. I mutui devono essere deliberati dal consiglio comunale con le forme volute dalla legge comunale e l'approvazione della giunta provinciale amministrativa, ai termini dell'art. 11, vale anche per gli effetti della contrattazione del mutuo (20).

NOTE

(1) Cfr. art. 292, R.D. 3 marzo 1934, n. 383, T.U. della legge comunale e provinciale

(2) Alcuni dei pubblici servizi elencati nell'articolo che si annota sono attualmente obbligatori per i comuni. Vedi art. 91, R.D. 3 marzo 1934, n. 383, che stabilisce, tra l'altro, l'obbligatorietà delle spese per i servizi

LEGGE 17 MAGGIO 1999 N°144 – ART.41

ricorso alla collaborazione professionale di soggetti esterni, ai sensi dell'articolo 7 del decreto legislativo 3 febbraio 1993, n. 29, e successive modificazioni, per il periodo strettamente necessario allo svolgimento delle operazioni censuarie; d) l'utilizzazione, da parte degli organismi incaricati delle attività di rilevazione, di rilevatori e coordinatori non dipendenti, secondo le tipologie delle collaborazioni professionali previste dai contratti collettivi nazionali di lavoro, ovvero della collaborazione coordinata e continuativa di cui all'articolo 49, comma 2, del testo unico delle imposte sui redditi, approvato con il decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917, ovvero del lavoro autonomo occasionale; e) le modalità di diffusione dei dati relativi alla struttura socio-demografica, economica ed occupazionale con frequenza inferiore alle tre unità, ove la disaggregazione risulti necessaria al fine di soddisfare le esigenze conoscitive di carattere internazionale, comunitario, nazionale e locale, fatto salvo quanto previsto dalla normativa a tutela dei dati sensibili.

3. Per l'esecuzione di tutti i censimenti resta confermata l'estensione dell'ISTAT delle disposizioni di cui al comma 1 dell'articolo 2 ed al terzo comma dell'articolo 5 della legge 13 luglio 1966, n. 559, e successive modificazioni.

4. Gli oneri di spesa previsti dal presente articolo restano a carico delle risorse destinate ai censimenti.

Art. 38.

(Forestazione ambientale).

1. Per il conseguimento di specifici Obiettivi nell'ambito dell'attività di forestazione come definita dal Ministero per le politiche agricole, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, nei termini stabiliti dall'articolo 45, comma 26, della legge 23 dicembre 1998, n. 448, la gestione liquidatoria dell'Ente nazionale per la cellulosa e per la carta può costituire una società per azioni. Per tale finalità e per le ulteriori necessità della liquidazione, in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 61, comma 3, della medesima legge 23 dicembre 1998, n. 448, è autorizzata la contrazione con la Cassa depositi e prestiti di un mutuo decennale integrativo nei limiti dell'onere di ammortamento annuo complessivo stabilito dall'articolo 6 del decreto-legge 17 giugno 1996, n. 321, convertito, con modificazioni, dalla legge 8 agosto 1996, n. 421.

Art. 39.

(Modifiche agli articoli 8 e 31 della legge 23 dicembre 1998, n. 448).

1. All'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 10, alla lettera c), dopo le parole: "isole minori" la parola: "per" è sostituita dalle seguenti: "nonché a";

b) al comma 12, al secondo periodo, la parola: "compensazioni" è sostituita dalla seguente: "riduzioni".

2. All'articolo 31, comma 29, della legge 23 dicembre 1998, n. 448, al primo periodo, sono soppresse le parole: "fino a tale data restano in vigore le tariffe deliberate per il 1998" e l'ultimo periodo è sostituito dai seguenti: "Per l'anno 1999 detta deliberazione è adottata entro il 28 febbraio 1999 e fino a tale data restano in vigore le tariffe deliberate per il 1998. Il termine entro il quale i comuni interessati possono assumere le delibere per adeguare le tariffe dei predetti servizi in conformità ai parametri, ai criteri e limiti stabiliti dal CIPE è fissato al 15 maggio 1999".

Art. 40.

(Sicurezza idraulica dei territori del Bacino del Po).

1. Al solo fine della totale realizzazione di interventi necessari alla sicurezza idraulica dei territori del Bacino del Po interessati dal rischio di eventi alluvionali e calamitosi, è autorizzata l'esecuzione dei lotti di completamento da parte delle imprese esecutrici di lotti precedenti, compresi nella progettazione generale redatta dalle imprese stesse entro il 31 dicembre 1994, approvata dal Magistrato del Po di Parma.

Art. 41.

(Norme per il mercato del gas naturale).

1. Al fine di promuovere la liberalizzazione del mercato del gas naturale, con particolare riferimento all'attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione, il Governo è delegato ad emanare, entro un anno dalla data di entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi, sentita la Conferenza unificata di cui al decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, per dare attuazione alla direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22

giugno 1998, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, e ridefinire conseguentemente tutte le componenti rilevanti del sistema nazionale del gas, ivi incluse quelle relative al servizio di pubblica utilita', nel rispetto dei seguenti principi e criteri direttivi: a) prevedere che l'apertura del mercato del gas naturale avvenga nel quadro di regole che garantiscano, nel rispetto dei poteri dell'Autorita' per l'energia elettrica e il gas, lo svolgimento del servizio pubblico, compresi i relativi obblighi, l'universalita', la qualita' e la sicurezza del medesimo, l'interconnessione e l'interoperabilita' dei sistemi; b) prevedere che, in considerazione del crescente ricorso al gas naturale e per conseguire un maggiore grado di interconnessione al sistema europeo del gas, le opere infrastrutturali per lo sviluppo del sistema del gas siano dichiarate di pubblica utilita' nonche' urgenti e indifferibili a tutti gli effetti della legge 25 giugno 1865, n. 2359; c) eliminare ogni disparita' normativa tra i diversi operatori nel sistema del gas, garantendo, nei casi in cui siano previsti contributi, concessioni, autorizzazioni o altra approvazione per costruire o gestire impianti o infrastrutture del sistema del gas, uguali condizioni e trattamenti non discriminatori alle imprese; d) prevedere misure affinche' nei piani e nei programmi relativi ad opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio di gas sia salvaguardata la sicurezza degli approvvigionamenti, promossa la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio ed importazione, e favorito lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti; e) prevedere che le imprese integrate nel mercato del gas costituiscano, ove funzionale allo sviluppo del mercato, societa' separate, e in ogni caso tengano nella loro contabilita' interna conti separati per le attivita' di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio, e conti consolidati per le attivita' non rientranti nel settore del gas, al fine di evitare discriminazioni o distorsioni della concorrenza; f) garantire trasparenti e non discriminatorie condizioni per l'accesso regolato al sistema del gas; g) stabilire misure perche' l'apertura del mercato nazionale del gas avvenga nel quadro dell'integrazione europea dei mercati sia per quanto riguarda la definizione dei criteri per i clienti idonei su base di consumo per localita', sia per facilitare la transizione del settore italiano del gas ai nuovi assetti europei, sia per assicurare alle imprese italiane, mediante condizioni di reciprocita' con gli altri Stati membri dell'Unione europea, uguali condizioni di competizione sul mercato europeo del gas.

2. Gli schemi dei decreti legislativi di cui al comma 1, deliberati dal Consiglio dei ministri e corredati da una apposita relazione, sono trasmessi alle Camere per l'espressione del parere da parte delle competenti commissioni parlamentari permanenti entro nove mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge. In caso di mancato rispetto del termine per la trasmissione, il Governo decade dall'esercizio della delega. Le competenti Commissioni parlamentari esprimono il parere entro sessanta giorni dalla data di trasmissione. Qualora il termine per l'espressione del parere decorra inutilmente, i decreti legislativi possono essere comunque emanati.

Art. 42.

(Disposizioni concernenti il titolo VIII della legge 14 maggio 1981, n. 219).

1. Gli alloggi realizzati nei comuni contermini al comune di Napoli ai sensi del titolo VIII della legge 14 maggio 1981, n. 219, e successive modificazioni, ed indicati nel decreto del Ministro del bilancio e della programmazione economica 4 novembre 1994, pubblicato nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 305 del 31 dicembre 1994, sono acquisiti, all'atto del trasferimento, al patrimonio disponibile dei comuni nel cui territorio sono stati realizzati.

2. Le opere di urbanizzazione primaria e secondaria comprese nei comparti in cui ricadono gli alloggi di cui al comma 1 sono acquisite, all'atto del trasferimento, al demanio o al patrimonio del comune destinatario degli alloggi. Con tali opere e' trasferita ai comuni l'eventuale residua dotazione finanziaria loro afferente. Le chiese ed i centri parrocchiali, con le relative pertinenze, sono trasferite alla curia vescovile competente per territorio.

3. Il Commissario straordinario di cui al decreto del Presidente della Repubblica 7 agosto 1997, e successivi decreti, gestisce il contenzioso di competenza dello Stato e predisponde, entro centottanta giorni dall'entrata in vigore dei decreti legislativi di cui al comma 6, un piano per la definizione e chiusura del programma di cui al titolo VIII della legge 14 maggio 1981, n. 219, e successive modificazioni. Il piano, tenendo conto dello stato di attuazione, individua gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e di completamento necessari per l'ultimazione delle opere acquedottistiche, degli alloggi non trasferiti alla data di entrata in vigore della presente legge e delle relative opere di urbanizzazione, prevedendo lo stralcio dal programma di ricostruzione delle opere non ancora iniziate o in avanzato stato di degrado o

4. Alla copertura dell'onere di cui al comma 3, valutato in lire annue 7 miliardi a decorrere dall'anno 2000, si provvede a carico del Fondo di rotazione di cui agli articoli 5 e 21 della legge 16 aprile 1987, n. 183, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera d), della legge 21 dicembre 1999, n. 526.
5. Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita la Conferenza unificata, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti criteri e modalita' per la concessione del contributo di cui al comma 3 ad opera della regione interessata.
6. I titolari di concessione di coltivazione relativa a giacimenti di idrocarburi in fase di avanzata coltivazione sono tenuti a fornire al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, direttamente o su richiesta dello stesso, tutte le informazioni atte a stabilire se i giacimenti medesimi siano tecnicamente ed economicamente suscettibili di essere adibiti a stoccaggio di gas.
7. Ove il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentito il comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia, riconosca per un giacimento la possibilita' di cui sopra, valutate altresì le necessita' di incrementare le capacita' di stoccaggio disponibili nel quadro della programmazione del sistema del gas, pubblica le informazioni ricevute nel bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia, stabilendo un termine per la presentazione in concorrenza da parte degli interessati, in possesso dei requisiti di legge, di domande per l'ottenimento di una concessione di stoccaggio.
8. Resta ferma la facolta' del titolare della concessione di coltivazione relativa allo stesso giacimento di presentare domanda di concessione di stoccaggio con le modalita' di cui all'articolo 11.
9. In caso di concorrenza tra piu' domande, la concessione e' attribuita, sentito il comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia, in funzione di criteri di selezione obiettivi e non discriminatori da pubblicare ai sensi dell'articolo 29 e previa corresponsione al titolare della relativa concessione di coltivazione, da parte del richiedente, di un adeguato corrispettivo da determinare in base a criteri stabiliti con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorita' per l'energia elettrica e il gas, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto.
10. In caso di assenza di presentazione di domande di concessione di stoccaggio, il titolare della relativa concessione di coltivazione prosegue l'attivita' di coltivazione secondo il programma di coltivazione approvato.

Titolo V
Distribuzione e vendita

Capo I
Distribuzione

Art. 14.
Attivita' di distribuzione

1. L'attivita' di distribuzione di gas naturale e' attivita' di servizio pubblico. Il servizio e' affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni. Gli enti locali che affidano il servizio, anche in forma associata, svolgono attivita' di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attivita' di distribuzione, ed i loro rapporti con il gestore del servizio sono regolati da appositi contratti di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorita' per l'energia elettrica e il gas ed approvato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto.
2. Ai fini del presente decreto, per enti locali si intendono comuni, unioni di comuni e comunita' montane.
3. Nell'ambito dei contratti di servizio di cui al comma 1 sono stabiliti la durata, le modalita' di espletamento del servizio, gli obiettivi qualitativi, l'equa distribuzione del servizio sul territorio, gli aspetti economici del rapporto, i diritti degli utenti, i poteri di verifica dell'ente che affida il servizio, le conseguenze degli inadempimenti, le condizioni del recesso anticipato dell'ente stesso per inadempimento del gestore del servizio.

4. Alla scadenza del periodo di affidamento del servizio, le reti, nonché gli impianti e le dotazioni dichiarati reversibili, rientrano nella piena disponibilità dell'ente locale. Gli stessi beni, se realizzati durante il periodo di affidamento, sono trasferiti all'ente locale alle condizioni stabilite nel bando di gara e nel contratto di servizio.
5. Alle gare di cui al comma 1 sono ammesse, senza limitazioni territoriali, società per azioni o a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata, sulla base di requisiti oggettivi, proporzionati e non discriminatori, con la sola esclusione delle società, delle loro controllate, controllanti e controllate da una medesima controllante, che, in Italia o in altri Paesi dell'Unione europea, gestiscono di fatto, o per disposizioni di legge, di atto amministrativo o per contratto, servizi pubblici locali in virtù di affidamento diretto o di una procedura non ad evidenza pubblica. Alle gare sono ammessi inoltre i gruppi europei di interesse economico.
6. Nel rispetto degli standard qualitativi, quantitativi, ambientali, di equa distribuzione sul territorio e di sicurezza, la gara è aggiudicata sulla base delle migliori condizioni economiche e di prestazione del servizio, del livello di qualità e sicurezza, dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti, per il loro rinnovo e manutenzione, nonché dei contenuti di innovazione tecnologica e gestionale presentati dalle imprese concorrenti. Tali elementi fanno parte integrante del contratto di servizio.
7. Gli enti locali avviano la procedura di gara non oltre un anno prima della scadenza dell'affidamento, in modo da evitare soluzioni di continuità nella gestione del servizio. Il gestore uscente resta comunque obbligato a proseguire la gestione del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione, fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento. Ove l'ente locale non provveda entro il termine indicato, la regione, anche attraverso la nomina di un commissario ad acta, avvia la procedura di gara.
8. Il nuovo gestore, con riferimento agli investimenti realizzati secondo il piano degli investimenti oggetto del precedente affidamento o concessione, è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari all'eventuale valore residuo degli ammortamenti di detti investimenti risultanti dai bilanci del gestore uscente e corrispondenti ai piani di ammortamento oggetto del precedente affidamento, al netto degli eventuali contributi pubblici a fondo perduto. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con proprio provvedimento, stabilisce, in coerenza col sistema tariffario, le modalità dell'eventuale rivalutazione del suddetto valore residuo in relazione all'andamento dei prezzi.
9. Gli oneri gravanti sul nuovo gestore ai sensi del comma 8 sono indicati nel bando di gara. Il gestore subentrante acquisisce la disponibilità degli impianti dalla data del pagamento della somma corrispondente agli oneri suddetti, ovvero dalla data di offerta reale della stessa.
10. Le imprese di gas che svolgono l'attività di distribuzione sono tenute alla certificazione di bilancio a decorrere dal 1° gennaio 2002.

Art. 15.

Regime di transizione nell'attività di distribuzione

1. Entro il 1° gennaio 2003 sono adottate dagli enti locali le deliberazioni di adeguamento alle disposizioni del presente decreto. Tale adeguamento avviene mediante l'indizione di gare per l'affidamento del servizio ovvero attraverso la trasformazione delle gestioni in società di capitali o in società cooperative a responsabilità limitata, anche tra dipendenti. Detta trasformazione può anche comportare il frazionamento societario. Ove l'adeguamento di cui al presente comma non avvenga entro il termine indicato, provvede nei successivi tre mesi, anche attraverso la nomina di un proprio delegato, il rappresentante dell'ente titolare del servizio. Per gestioni associate o per ambiti a dimensione sovracomunale, in caso di inerzia, la regione procede all'affidamento immediato del servizio mediante gara,

nominando a tal fine un commissario ad acta.

2. La trasformazione in societa' di capitali delle aziende che gestiscono il servizio di distribuzione gas avviene con le modalita' di cui all'articolo 17, commi 51, 52, 53, 56 e 57, della legge 15 maggio 1997, n. 127. Le stesse modalita' si applicano anche alla trasformazione di aziende consortili, intendendosi sostituita al consiglio comunale l'assemblea consortile. In questo caso le deliberazioni sono adottate a maggioranza dei componenti; gli enti locali che non intendono partecipare alla societa' hanno diritto alla liquidazione sulla base del valore nominale iscritto a bilancio della relativa quota di capitale. L'ente titolare del servizio puo' restare socio unico delle societa' di cui al presente comma per un periodo non superiore a due anni dalla trasformazione.

3. Per la determinazione della quota di capitale sociale spettante a ciascun ente locale, socio della societa' risultante dalla trasformazione delle aziende consortili, si tiene conto esclusivamente dei criteri di ripartizione del patrimonio previsti per il caso di liquidazione dell'azienda consortile.

4. Con riferimento al servizio di distribuzione del gas, l'affidamento diretto a societa' controllate dall'ente titolare del servizio prosegue per i periodi indicati ai commi 5 e 6, anche nel caso in cui l'ente locale, per effetto di operazioni di privatizzazione, abbia perduto il controllo della societa'.

5. Per l'attivita' di distribuzione del gas, gli affidamenti e le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto, nonche' quelli alle societa' derivate dalla trasformazione delle attuali gestioni, proseguono fino alla scadenza stabilita, se compresa entro i termini previsti dal comma 7 per il periodo transitorio. Gli affidamenti e le concessioni in essere per i quali non e' previsto un termine di scadenza o e' previsto un termine che supera il periodo transitorio, proseguono fino al completamento del periodo transitorio stesso. In quest'ultimo caso, ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere e' riconosciuto un rimborso, a carico del nuovo gestore ai sensi del comma 8 dell'articolo 14, calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volonta' delle parti, con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578. Resta sempre esclusa la valutazione del mancato profitto derivante dalla conclusione anticipata del rapporto di gestione.

6. Decorso il periodo transitorio, l'ente locale procede all'affidamento del servizio secondo le modalita' previste dall'articolo 14.

7. Il periodo transitorio di cui al comma 5 e' fissato in cinque anni a decorrere dal 31 dicembre 2000. Tale periodo puo' essere

incrementato, alle condizioni sotto indicate, in misura non superiore a:

- a) un anno nel caso in cui, almeno un anno prima dello scadere dei cinque anni, si realizzi una fusione societaria che consenta di servire un'utenza complessivamente non inferiore a due volte quella originariamente servita dalla maggiore delle societa' oggetto di fusione;
- b) due anni nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera a), l'utenza servita risulti superiore a centomila clienti finali, o il gas naturale distribuito superi i cento milioni di metri cubi all'anno, ovvero l'impresa operi in un ambito corrispondente almeno all'intero territorio provinciale;
- c) due anni nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera a), il capitale privato costituisca almeno il 40% del capitale sociale.

8. Ove ricorra piu' di una delle condizioni indicate al comma 7 i relativi incrementi possono essere sommati.

9. Gli affidamenti e le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto sono mantenuti per la durata in essi stabilita ove questi siano stati attribuiti mediante gara, e comunque per un periodo non superiore a dodici anni a partire dal 31 dicembre 2000.

10. I soggetti titolari degli affidamenti o delle concessioni di cui al comma 5 del presente articolo possono partecipare alle gare indette a norma dell'articolo 14, comma 1, senza limitazioni. Per i soggetti che devono essere costituiti o

trasformati ai sensi dei commi 1, 2, e 3 del presente articolo, la partecipazione alle gare e' consentita a partire dalla data dell'avvenuta costituzione o trasformazione.

Art. 16.

Obblighi delle imprese di distribuzione

1. Le imprese di distribuzione di gas naturale svolgono anche l'attivita' di dispacciamento sulla propria rete.
2. Le imprese di distribuzione di gas naturale hanno l'obbligo di allacciare i clienti, che ne facciano richiesta, che abbiano sede nell'ambito dell'area territoriale alla quale si riferisce l'affidamento sulla base del quale esse operano, purché esista la capacita' del sistema di cui dispongono e le opere necessarie all'allacciamento del cliente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti con delibera dell'Autorita' per l'energia elettrica e il gas entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, nel rispetto degli obblighi di universalita' del servizio pubblico.
3. In caso di rifiuto l'utente ne informa l'Autorita' per l'energia elettrica e il gas che, sentita l'impresa che ha espresso il rifiuto, e qualora verifichi una violazione dei criteri di cui al comma 2, puo' imporre alla stessa impresa di procedere all'allacciamento. Sono fatti salvi i poteri e le attribuzioni dell'Autorita' garante della concorrenza e del mercato.
4. Le imprese di distribuzione perseguono il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Gli obiettivi quantitativi nazionali, definiti in coerenza con gli impegni previsti dal protocollo di Kyoto, ed i principi di valutazione dell'ottenimento dei risultati sono individuati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, sentita la Conferenza unificata, da emanare entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Gli obiettivi regionali e le relative modalita' di raggiungimento, utilizzando anche lo strumento della remunerazione delle iniziative di cui al comma 4 dell'articolo 23, nel cui rispetto operano le imprese di distribuzione, sono determinati con provvedimenti di pianificazione energetica regionale, sentiti gli organismi di raccordo regione-autonomie locali. In sede di Conferenza unificata e' verificata annualmente la coerenza degli obiettivi regionali con quelli nazionali.
5. Le imprese di distribuzione di gas naturale, in occasione di ogni nuovo allaccio alla propria rete di un impianto di utenza non destinato a servire esclusivamente cicli produttivi industriali o artigianali, e nel caso di modifiche di impianti gia' allacciati, accertano attraverso personale tecnico che gli stessi impianti siano stati eseguiti e siano mantenuti in stato di sicuro funzionamento nei riguardi della pubblica incolumita', negando o sospendendo la fornitura di gas nel caso il suddetto accertamento non sia positivo o non sia consentito. L'Autorita' per l'energia elettrica e il gas, con propria deliberazione, provvede a definire un regolamento per lo svolgimento di tali attivita' in regime di concorrenza, la periodicita' delle verifiche e le modalita' di copertura dei relativi costi.
6. Le imprese di distribuzione di gas naturale sospendono altresì la fornitura di gas agli impianti su richiesta dell'ente locale competente per i controlli ai sensi dell'articolo 31, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, motivata dalla riscontrata non conformita' dell'impianto alle norme o dal reiterato rifiuto del responsabile dell'impianto a consentire i controlli di cui alla citata legge n. 10 del 1991.
7. Per quanto non espressamente previsto dal presente decreto in materia di distribuzione si applicano le norme vigenti in materia di servizi pubblici locali.

Titolo V
Distribuzione e vendita

Capo II

LEGGE 23 AGOSTO 2004 N°239 – ART.1 COMMA 68 E 69

L 239/2004

Pagina 13 di 20

60. Nei casi previsti dalle norme vigenti, la procedura di valutazione di impatto ambientale si applica alla realizzazione e al potenziamento di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto ivi comprese le opere connesse, fatte salve le disposizioni di cui alla legge 21 dicembre 2001, n. 443, e all'articolo 8 della legge 24 novembre 2000, n. 340. Le disposizioni di cui all'articolo 8 della legge 24 novembre 2000, n. 340, valgono anche per la realizzazione di stoccaggi di gas naturale in sotterraneo, ferma restando l'applicazione della procedura di valutazione di impatto ambientale, ove stabilito dalla legge.

61. I titolari di concessioni di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo possono usufruire di non più di due proroghe di dieci anni, qualora abbiano eseguito i programmi di stoccaggio e adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dalle concessioni medesime.

62. Il Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'interno, con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, promuove, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, uno o più accordi di programma con gli operatori interessati, gli istituti di ricerca e le regioni interessate, per l'utilizzo degli idrocarburi liquidi derivati dal metano.

63. Ai fini della concessione dei contributi per la realizzazione di adduttori secondari aventi caratteristiche di infrastrutture pubbliche, previsti dall'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e successive modificazioni, sono ammissibili le spese relative alle seguenti voci: progettazione, direzione lavori e sicurezza; servitù, danni, concessioni e relative spese; materiali; trasporti; lavori di costruzione civile, montaggi e messa in gas; costi interni; eventuali saggi archeologici ove necessario.

64. Qualora i comuni o i loro consorzi si avvalgano di società concessionarie per la costruzione delle reti di distribuzione del gas naturale, le spese ammissibili al finanziamento ai sensi della legge 28 novembre 1980, n. 784, comprendono i costi di diretta imputazione, i costi sostenuti dalle unità aziendali impiegate direttamente e indirettamente nella costruzione dei beni, per la quota imputabile ai singoli beni. I predetti costi sono comprensivi anche delle spese generali nella misura massima del 5 per cento del costo complessivo del bene. Non sono comunque ammissibili alle agevolazioni le maggiori spese sostenute oltre l'importo globale approvato con il decreto di concessione del contributo.

65. Per i progetti ammessi ai benefici di cui ai commi 63 e 64, le imprese del gas e le società concessionarie presentano al Ministero delle attività produttive, unitamente allo stato di avanzamento finale, una dichiarazione del legale rappresentante, attestante che il costo effettivamente sostenuto per la realizzazione delle opere non è inferiore alla spesa complessiva determinata in sede di istruttoria. Nel caso in cui il costo effettivo risulti inferiore alla spesa complessiva determinata in sede di istruttoria, gli stessi soggetti presentano la documentazione finale di spesa corredata da una dichiarazione del legale rappresentante che indichi le variazioni intervenute tra la spesa ammessa a finanziamento e i costi effettivi relativi alle singole opere realizzate. Il contributo è calcolato sulla base della spesa effettivamente sostenuta.

66. Il concessionario delle opere di metanizzazione non è tenuto a richiedere la certificazione del comune ai fini della presentazione degli stati di avanzamento intermedi dei lavori di cui all'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e successive modificazioni.

67. I termini per la presentazione al Ministero delle attività produttive della documentazione finale di spesa e della documentazione di collaudo, previsti dall'articolo 1, commi 1, 2 e 4, della legge 30 novembre 1998, n. 416, già differiti al 31 dicembre 2002 dall'articolo 8-*quinquies* del decreto-legge 23 novembre 2001, n. 411, convertito, con modificazioni, dalla legge 31 dicembre 2001, n. 463, sono ulteriormente differiti al 30 giugno 2005.

68. Al comma 10-*bis* dell'articolo 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, la parola: "decorre" è sostituita dalle seguenti: "e il periodo di cui al comma 9 del presente articolo decorrono" e le parole: "due anni" sono sostituite dalle seguenti: "quattro anni".

69. La disposizione di cui all'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, relativa al regime transitorio degli affidamenti e delle concessioni in essere al 21 giugno 2000, data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, va interpretata nel senso che è fatta salva la facoltà di riscatto anticipato, durante il periodo transitorio, se stabilita nei relativi atti di affidamento o di concessione. Tale facoltà va esercitata secondo le norme ivi stabilite. Le gare sono svolte in conformità all'articolo 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.

164. Il periodo transitorio di cui al citato articolo 15, comma 5, termina entro il 31 dicembre 2007, fatta salva la facoltà per l'ente locale affidante o concedente di prorogare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, per un anno la durata del periodo transitorio, qualora vengano ravvisate motivazioni di pubblico interesse. Nei casi previsti dall'articolo 15, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, il periodo transitorio non può comunque terminare oltre il 31 dicembre 2012. È abrogato il comma 8 dell'articolo 15 dello stesso decreto legislativo n. 164 del 2000.

70. Ai fini della diversificazione delle fonti energetiche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'ambiente, il Ministro delle attività produttive, di concerto con i Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio e delle infrastrutture e dei trasporti, promuove, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, uno o più accordi di programma con gli operatori interessati, gli istituti di ricerca e le regioni interessate, per la ricerca e l'utilizzo di tecnologie avanzate e ambientalmente sostenibili per la produzione di energia elettrica o di carburanti da carbone.

71. Hanno diritto alla emissione dei certificati verdi previsti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni, l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno e l'energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno ovvero con celle a combustibile nonché l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento.

72. L'articolo 23, comma 8, terzo periodo, del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152, si applica anche alle piccole derivazioni ad uso idroelettrico di pertinenza di soggetti diversi dall'Enel Spa, previa presentazione della relativa domanda entro il 31 dicembre 2005.

73. Il risparmio di energia primaria ottenuto mediante la produzione e l'utilizzo di calore da fonti energetiche rinnovabili costituisce misura idonea al conseguimento degli obiettivi di cui ai provvedimenti attuativi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

74. Al secondo periodo del comma 1 dell'articolo 15 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dopo la parola: "soggetti" sono inserite le seguenti: ", diversi da quelli di cui al terzo periodo,".

75. Al comma 1 dell'articolo 15 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dopo il secondo periodo, sono inseriti i seguenti: "I soggetti destinatari di incentivi relativi alla realizzazione di impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili che non rispettino la data di entrata in esercizio dell'impianto indicata nella convenzione e nelle relative modifiche e integrazioni sono considerati rinunciatari qualora non abbiano fornito idonea prova all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di avere concretamente avviato la realizzazione dell'iniziativa mediante l'acquisizione della disponibilità delle aree destinate ad ospitare l'impianto, nonché l'accettazione del preventivo di allacciamento alla rete elettrica formulato dal gestore competente, ovvero l'indizione di gare di appalto o la stipulazione di contratti per l'acquisizione di macchinari o per la costruzione di opere relative all'impianto, ovvero la stipulazione di contratti di finanziamento dell'iniziativa o l'ottenimento in loro favore di misure di incentivazione previste da altre leggi a carico del bilancio dello Stato. I soggetti beneficiari che abbiano adempiuto l'onere di cui al terzo periodo non sono considerati rinunciatari e perdono il diritto alle previste incentivazioni nei limiti corrispondenti al ritardo accumulato".

76. Il Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, sentito il Ministero delle politiche agricole e forestali, stipula un accordo di programma quinquennale con l'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (ENEA) per l'attuazione delle misure a sostegno della diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia. Dal predetto accordo di programma non possono derivare nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato.

77. Il permesso di ricerca e la concessione di coltivazione degli idrocarburi in terraferma costituiscono titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessari, degli interventi di modifica, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio, che sono dichiarati di pubblica utilità. Essi sostituiscono, ad ogni effetto, autorizzazioni, permessi, concessioni ed atti di assenso comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, fatto salvo quanto disposto dal decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624.

78. Il permesso e la concessione di cui al comma 77 sono rilasciati a seguito di un procedimento unico, al quale

CIRCOLARE MINISTERIALE 10 NOVEMBRE 2004

27/01/2004
C.A.P. - 22



Ministero
Attività Produttive
DIREZIONE GENERALE DELL'ENERGIA
E DELLE RISORSE MINERARIE

Allegato
Allegato
invece al Foglio N.°

MAP
Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie

MOD 25 P



20

- ~~Enti locali~~
~~per il tramite dell'A.N.C.I.~~
- ~~Alle imprese di distribuzione~~
~~di gas naturale~~
~~per il tramite delle Associazioni~~
~~di categoria~~
- e, p.c. All'Autorità per l'energia
elettrica e il gas

OGGETTO

Chiarimenti in materia di affidamenti e concessioni di distribuzione di gas naturale di cui all'articolo 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come modificato dall'articolo 1, comma 69, della legge 23 agosto 2004, n. 239.

A seguito dell'entrata in vigore delle norme di riordino del settore energetico, di cui alla legge 23 agosto 2004, n. 239, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 215 del 13 settembre 2004 (di seguito richiamata come legge n.239/04), con l'articolo 1, comma 69, sono state apportate alcune modifiche al regime di transizione nell'attività di distribuzione di gas naturale, disciplinato in precedenza dall'articolo 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito richiamato come decreto legislativo n.164/00). Questo Ministero, a seguito delle richieste pervenute dagli operatori del settore, ritiene opportuno fornire agli enti locali ed ai soggetti che operano nel settore della distribuzione del gas i seguenti chiarimenti interpretativi in merito al combinato disposto delle leggi sopracitate per il periodo transitorio, in modo da facilitarne l'applicazione.

1 La previgente disposizione di cui all'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, stabiliva che gli affidamenti e le concessioni in essere alla data di entrata in vigore dello stesso decreto legislativo proseguivano fino alla scadenza stabilita se compresa entro i termini indicati al successivo comma 7 per tale periodo transitorio (31 dicembre 2005), o, nel caso in cui non fosse stato stabilito un termine di scadenza o fosse stato previsto un termine superiore a tale transitorio, gli stessi affidamenti o concessioni sarebbero proseguiti fino al completamento del periodo transitorio stesso.

L'innovazione introdotta dall'articolo 1, comma 69, della legge n.239/00 stabilisce che il termine del periodo transitorio a cui fa riferimento l'articolo 15, comma 5, del decreto

legislativo n. 164/00, non è più quello stabilito dal successivo comma 7, ma è ora il 31 dicembre 2007. Ne deriva che le stesse concessioni e gli affidamenti in essere alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n.164/00 proseguono per la loro originaria scadenza, se essa è compresa entro il 31 dicembre 2007 o, a seguito di decisione degli enti locali che a suo tempo hanno provveduto ad affidare o concedere il servizio di distribuzione, entro il 31 dicembre 2008. La motivazione di tale innovazione normativa appare volta a concedere un maggiore lasso di tempo agli enti locali per effettuare le gare, al fine di consentire la creazione di aggregazioni territoriali in modo da bandire gare che possano interessare aree sovracomunali, con evidenti benefici in termini di efficienza ed economicità del servizio di distribuzione.


3. Per quanto concerne le ulteriori estensioni del periodo transitorio disciplinate sub lettere a), b) e c) dello stesso articolo 15, comma 7, non essendo stato abrogato tale comma, ma essendo intervenuta l'abrogazione solo della possibilità di cumularle disposta dal successivo comma 8, si deve ritenere che il diritto ad usufruire di almeno una di tali estensioni sia tuttora vigente e che, pertanto, nell'ipotesi più favorevole di estensione (intervenuta proroga disposta dall'ente locale e presenza di uno dei requisiti previsti sub lettere b) e c) del citato comma 7), la durata complessiva del periodo transitorio arrivi a conclusione entro il 31 dicembre 2010.
4. Si deve inoltre ritenere, in via interpretativa, che nel regime transitorio, come modificato dal sopracitato comma 69, il termine per effettuare una delle tre operazioni descritte alle lettere a), b) e c) del comma 7 dell'articolo 15, non sia più da intendersi, come indicato nella stessa lettera a) "un anno prima dello scadere del cinque anni", e cioè entro il 31 dicembre 2004, ma, in conseguenza dell'intervenuto allungamento biennale del termine del periodo transitorio, un anno prima del 31 dicembre 2007, al fine di garantire la coerenza complessiva delle nuove disposizioni di legge.
5. La non cumulabilità delle estensioni di cui alle lettere a), b) e c) dell'articolo 15, comma 7, del decreto legislativo n.164/00, derivando dall'abrogazione dell'articolo 15, comma 8, disposta dalla nuova normativa, non può che operare ex nunc. Quindi, almeno per i soggetti che prima dell'entrata in vigore della legge n.239/04 avevano già maturato tali condizioni, permane il diritto, al termine del periodo transitorio stabilito entro il 31 dicembre 2007, o 2008, a vedere sommati tutti gli incrementi maturati in base al disposto dell'articolo 15,

comma 7 lettere a), b) e c) sopracitato. Infatti, in assenza di una norma transitoria a riguardo nell'ambito della stessa legge n. 239/04, si deve ritenere, in linea con i principi generali dell'ordinamento, che debbano trovare una adeguata tutela i diritti legittimamente acquisiti, considerato che, nell'ambito della riforma del sistema della distribuzione del gas operata dal decreto legislativo n. 164/00, le imprese hanno effettuato operazioni irreversibili e onerose di fusione o privatizzazione finalizzate ad ottenere i previsti prolungamenti del periodo transitorio che ne derivano.

6. Per quanto riguarda la facoltà degli enti locali di prorogare l'estensione del periodo transitorio fino al 31 dicembre 2008, si ritiene necessario che tale decisione, come stabilito dall'articolo 1, comma 69, della legge 239/04, intervenga effettivamente entro il termine di sei mesi, ancorché esso si possa ritenere non perentorio. L'opportunità di una decisione dell'ente locale entro tale termine consegue dalla necessità di dare da subito certezza operativa all'impresa di distribuzione esistente sulla durata degli affidamenti, dato che altrimenti verrebbe impedito qualunque nuovo investimento nelle reti di distribuzione.
7. Nel caso di affidamenti o concessioni in essere alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, a suo tempo attribuiti mediante gara, essi, come confermato dall'articolo 1, comma 69, della legge n. 239/04, tuttora mantengono la durata prestabilita, con termine ultimo stabilito comunque al 31 dicembre 2012; infatti per essi, poiché ricadono nella fattispecie prevista dall'articolo 15, comma 9, del decreto legislativo n.164/00, non trovano applicazione le disposizioni in materia di riscatto anticipato stabilite dallo stesso comma 69, le quali lo consentono, ai soli fini di effettuazione delle gare, nel caso di concessioni e affidamenti che ricadano nella disciplina prevista dall'articolo 15, comma 5, dello stesso decreto legislativo n.164/00 o che contengano espressamente tale previsione nei relativi atti di affidamento o concessione.
8. Le considerazioni esposte ai punti precedenti trovano applicazione anche nel caso di concessioni ed affidamenti di cui all'articolo 15, comma 10 bis, del decreto legislativo n. 164/00, con la precisazione che per esse l'inizio del periodo transitorio non decorre più, come stabilito al comma 10 bis, decorsi due anni dalla data del decreto di concessione del contributo, ma quattro anni dopo tale data, come stabilito dall'articolo 1, comma 68, della legge n. 239/04. Tale previsione normativa può infatti spiegarsi, in coerenza con l'allungamento biennale del termine di scadenza del periodo transitorio disposto dal sopra

citato comma 69 per tutte le concessioni in essere e tenuto conto del principio di non discriminazione, con l'esigenza di conseguire per quelle particolari gestioni che hanno goduto, per il loro scarso valore economico, di un contributo finanziario nell'ambito del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, un pari allungamento del periodo transitorio.

Il Direttore Generale
prof. Sergio Garribba



LEGGE 23 FEBBRAIO 2006 N°51- ART.23

L 51/2006

Pagina 7 di 24

«2. Con decreto del Ministro del lavoro e delle politiche sociali, da emanare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, sono stabiliti criteri e modalità per la determinazione dell'entità dei contributi».

2. Per le finalità di cui alla legge 14 febbraio 1987, n. 40, e' autorizzata per l'anno 2006 la spesa di 13 milioni di euro. Al relativo onere si provvede mediante corrispondente riduzione dello stanziamento iscritto, ai fini del bilancio triennale 2006-2008, nell'ambito dell'unità previsionale di base di parte corrente «Fondo speciale» dello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze per l'anno 2006, allo scopo parzialmente utilizzando l'accantonamento relativo al Ministero del lavoro e delle politiche sociali.

Art. 21.

Reclutamento nell'Arma dei carabinieri

1. All'articolo 26, comma 1, del decreto legislativo 5 ottobre 2000, n. 298, le parole: «per gli anni dal 2001 al 2005» sono sostituite dalle seguenti: «per gli anni dal 2001 al 2007».

Art. 22.

Incenerimento dei rifiuti

1. All'articolo 21, commi 1 e 9, del decreto legislativo 11 maggio 2005, n. 133, le parole: «28 dicembre 2005» sono sostituite dalle seguenti: «28 febbraio 2006».

1-bis. All'articolo 21 del decreto legislativo 11 maggio 2005, n. 133, dopo il comma 10 e' aggiunto il seguente:

«10-bis. Per gli impianti la cui funzione principale consiste nella produzione di energia elettrica e che utilizzano come combustibile accessorio prodotti trasformati di categoria 1, 2 e 3 ai sensi degli art. 4, 5 e 6 del regolamento (CE) n. 1774/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 3 ottobre 2002, il termine di cui ai commi 1 e 9 e' fissato al 28 dicembre 2007».

Art. 22-bis.

Conferimento in discarica dei rifiuti

1. Al comma 9 dell'articolo 11-quaterdecies del decreto-legge 30 settembre 2005, n. 203, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 dicembre 2005, n. 248, dopo le parole: «di tipo A» sono inserite le seguenti: «, di tipo ex 2A e alle discariche per inerti».

Art. 23.

Disposizioni in materia di energia e attività produttive

1. Il termine del periodo transitorio previsto dall'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e' prorogato al 31 dicembre 2007 ed e' automaticamente prolungato fino al 31 dicembre 2009 qualora si verifichi almeno una delle condizioni indicate al comma 7 del medesimo art. 15.

2. I termini di cui al comma 1 possono essere ulteriormente prorogati di un anno, con atto dell'ente locale affidante o concedente, per comprovate e motivate ragioni di pubblico interesse.

3. Sono fatte salve le disposizioni di cui al comma 9 dell'articolo 15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, nonche' la facoltà di riscatto anticipato durante il periodo transitorio, di cui al comma 1, se prevista nell'atto di affidamento o di concessione.

4. I termini di durata delle concessioni e degli affidamenti per la realizzazione delle reti e la gestione della distribuzione di gas naturale ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, sono prorogati fino al dodicesimo anno decorrente dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, oppure, se successiva, dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze di approvazione delle risultanze finali dell'intervento.

5. I termini, non ancora scaduti alla data di entrata in vigore del presente decreto, previsti per l'adeguamento alle prescrizioni contenute nei decreti autorizzativi di impianti che generano emissioni in atmosfera sono prorogati di

sessanta giorni, decorrenti:

a) dalla «messa in esercizio dell'impianto», intesa come data di avvio delle prime prove di funzionamento del medesimo;

b) dalla «entrata in esercizio dell'impianto», intesa come data successiva al completamento del collaudo, a partire dalla quale l'impianto, nel suo complesso, risulta in funzione nelle condizioni operative definitive, ossia quando, decorsi sei mesi dalla comunicazione di cui all'art. 8, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n. 203, si prevede il passaggio del rilevamento delle emissioni da base giornaliera a base oraria.

5-bis. I termini scaduti nel 2005 per la presentazione delle domande di liquidazione degli interventi per le finalità di cui all'articolo 103, comma 5, della legge 23 dicembre 2000, n. 388, sono prorogati fino al 31 marzo 2006. Le disponibilità finanziarie per i medesimi interventi che a tale data dovessero risultare ancora non liquidate possono essere destinate alla prosecuzione delle incentivazioni al commercio elettronico con provvedimento del Ministero delle attività produttive da adottare entro il 30 giugno 2006.

Art. 23-bis.

Convenzioni per la gestione di interventi in favore delle imprese artigiane

1. Le convenzioni per le concessioni relative alle agevolazioni, sovvenzioni, contributi o incentivi alle imprese artigiane, di cui all'articolo 3, comma 1, della legge 26 novembre 1993, n. 489, ed all'articolo 15 del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, possono essere prorogate, con atti integrativi delle convenzioni stesse, per una sola volta e per un periodo di tempo non superiore alla metà dell'originaria durata, con una riduzione di almeno il 5 per cento delle relative commissioni.

Art. 23-ter.

Convenzione di Parigi per il disarmo chimico

1. Gli incarichi conferiti ai sensi dell'articolo 9, comma 4, della legge 18 novembre 1995, n. 496, e rinnovati ai sensi dell'art. 25 della legge 16 gennaio 2003, n. 3, si intendono rinnovabili alle rispettive scadenze per ulteriori due anni.

Art. 23-quater.

Denunce dei pozzi

1. All'articolo 23, comma 6-bis, del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152, le parole: «31 dicembre 2005» sono sostituite dalle seguenti: «30 giugno 2006».

Art. 23-quinquies.

Differimento di termini e agevolazioni concernenti aree colpite da calamità naturali

1. I termini previsti dagli articoli 1 e 2 del regolamento di cui al decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 10 dicembre 2003, n. 383, già differiti dal decreto-legge 30 dicembre 2004, n. 314, convertito, con modificazioni, dalla legge 1° marzo 2005, n. 26, nonché i termini di cui all'art. 7, comma 1, del regolamento di cui al decreto del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 13 aprile 2000, n. 125, e all'articolo 1-bis, comma 5, del decreto-legge 3 agosto 2004, n. 220, convertito, con modificazioni, dalla legge 19 ottobre 2004, n. 257, sono ulteriormente differiti al 30 giugno 2006.

2. I finanziamenti di cui agli articoli 2 e 3 del decreto-legge 19 dicembre 1994, n. 691, convertito, con modificazioni, dalla legge 16 febbraio 1995, n. 35, riammessi alle agevolazioni ai sensi degli articoli 2 e 3 del citato regolamento di cui al decreto 10 dicembre 2003, n. 383, beneficiano delle provvidenze di cui agli articoli 4-quinquies, comma 4, del decreto-legge 19 maggio 1997, n. 130, convertito, con modificazioni, dalla legge 16 luglio 1997, n. 228, e 4-bis, comma 5, del decreto-legge 12 ottobre 2000, n. 279, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 dicembre 2000, n. 365.

3. Le disposizioni di cui agli articoli 2 e 3 del regolamento di cui al decreto 10 dicembre 2003, n. 383, relativamente ai lavori svolti in economia nonché le disposizioni di cui agli articoli 5, 6 e 7 del medesimo

regolamento, si applicano anche ai finanziamenti di cui all'articolo 4-quinquies del decreto-legge 19 maggio 1997, n. 130, convertito, con modificazioni, dalla legge 16 luglio 1997, n. 228, e successive modificazioni. Ai fini delle disposizioni di cui all'art. 3, comma 1, lettera d), del decreto del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 24 aprile 1998, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 171 del 24 luglio 1998, sono ammesse alle agevolazioni, nel limite della capacità produttiva, anche se prodotte oltre la data del 31 dicembre 2002, le richieste di integrazioni per maggiori spese sostenute entro il periodo di preammortamento.

Art. 24.

Termini in materia di assicurazioni

1. L'efficacia dell'articolo 1-bis, comma 1, secondo periodo, della legge 29 ottobre 1961, n. 1216, introdotto dall'articolo 353 del codice delle assicurazioni private, di cui al decreto legislativo 7 settembre 2005, n. 209, decorre dal 1° gennaio 2007.

Art. 24-bis.

Tutela del risparmio

1. Le disposizioni di cui agli articoli 8, comma 2, 11, comma 2, lettere b) e c), e comma 3, limitatamente, in quest'ultimo caso, ai prodotti assicurativi, e 25, comma 2, della legge 28 dicembre 2005, n. 262, si applicano a decorrere dal 18 marzo 2006.

Art. 25.

Disposizioni in materia di catasto

1. Il termine di due anni, da ultimo stabilito con provvedimento adottato ai sensi dell'articolo 7 della legge 15 marzo 1997, n. 59, e dell'articolo 7 del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, per l'esercizio delle funzioni previste dall'articolo 66 del citato decreto legislativo n. 112 del 1998, e' prorogato di un anno.

Art. 26.

Fondo per lo sviluppo della meccanizzazione in agricoltura

1. All'articolo 1, comma 1, del decreto-legge 23 ottobre 1996, n. 552, convertito, con modificazioni, dalla legge 20 dicembre 1996, n. 642, e successive modificazioni, le parole: «31 dicembre 2005», sono sostituite dalle seguenti: «31 dicembre 2007».

Art. 27.

Disposizioni in materia di Consorzi agrari

1. All'articolo 5, comma 4, della legge 28 ottobre 1999, n. 410, e successive modificazioni, e' aggiunto, in fine, il seguente periodo: «Decorso il predetto termine, entro trenta giorni il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro delle politiche agricole e forestali, provvede alla rideterminazione della composizione degli organi delle liquidazioni dei Consorzi agrari in liquidazione coatta amministrativa o in amministrazione straordinaria».

2. All'articolo 12, comma 1-bis, del decreto-legge 9 novembre 2004, n. 266, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 dicembre 2004, n. 306, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) le parole: «di cui al comma 1» sono sostituite dalle seguenti: «di cui all'articolo 5, comma 4, della legge 28 ottobre 1999, n. 410, e successive modificazioni»;

b) dopo le parole: «di liquidazione, valuta», sono inserite le seguenti: «, di concerto con il Ministero delle politiche agricole e forestali e previo parere della commissione di cui al comma 1-ter.».

3. All'articolo 12 del decreto-legge 9 novembre 2004, n. 266, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 dicembre 2004, n. 306, dopo il comma 1-bis, e' aggiunto il seguente:

«1-ter. Con decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro delle politiche agricole e forestali, e' istituita una commissione di valutazione delle attività dei consorzi agrari. La commissione e'

LEGGE 1 OTTOBRE 2007 N°159

Delibera n

Pagina 1 di 3

pubblicata sul sito www.autorita.energia.it in data 17 marzo 2008

Delibera ARG/gas 31/08

AVVIO DI PROCEDIMENTO PER LA DEFINIZIONE DELLE MODALITÀ DI RICONOSCIMENTO DI EVENTUALI MAGGIORI ONERI RELATIVI ALL'ANNO 2008, DERIVANTI DALL'APPLICAZIONE DELLE DISPOSIZIONI DI CUI AL COMMA 4, ARTICOLO 46-BIS, DEL DECRETO-LEGGE 1 OTTOBRE 2007, N. 159, CONVERTITO CON MODIFICHE DALLA LEGGE 29 NOVEMBRE 2007, N. 222 E SUCCESSIVAMENTE MODIFICATO DALLA LEGGE 24 DICEMBRE 2007, N. 244

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS .

Nella riunione del 13 marzo 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: decreto-legge n. 159/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 28 dicembre 2000, n. 237, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 237/00);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2005, n. 171, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2007, n. 225;
- la deliberazione dell'Autorità 4 febbraio 2008, n. 9;
- il documento per la consultazione "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione", diffuso in data 27 febbraio 2008 (DCO 4/08).

Considerato che:

- il comma 4 dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 prevede che a decorrere dall'1 gennaio 2008, i comuni interessati dalle nuove gare per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale, di cui al comma 3 del medesimo decreto-legge, possono incrementare il canone delle concessioni di distribuzione;
- l'aumento dei canoni è consentito solo dove il canone in vigore sia minore del 10 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD) di cui alla deliberazione n. 237/00;
- il medesimo comma 4 dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 prevede che le risorse aggiuntive recuperate dai comuni mediante l'aumento dei canoni di concessione siano destinate prioritariamente all'attivazione di meccanismi di tutela relativi ai costi dei consumi di gas da parte delle fasce deboli di utenti;
- per effetto dell'aumento il canone non può comunque essere, nel complesso, superiore al 10 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione di cui alla deliberazione n. 237/00;
- i canoni così determinati restano in vigore fino al nuovo affidamento;
- nel corso degli incontri tematici svolti nell'ambito del procedimento avviato con la

- deliberazione n. 225/07, le associazioni di categoria rappresentanti le imprese di distribuzione hanno evidenziato le criticità relative al riconoscimento in tariffa degli oneri di concessione;
- l'associazione di categoria Federutility ha inviato osservazioni scritte in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità nel corso degli incontri di cui al precedente alinea, evidenziando la necessità che i costi connessi all'attivazione dei meccanismi di tutela previsti dal comma 4 dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 siano riconosciuti ai fini tariffari;
 - l'Autorità nel documento DCO 4/08 ha sottoposto alla consultazione alcune ipotesi circa il riconoscimento dei maggiori oneri conseguenti alle disposizioni di cui al comma 4, dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07, che potranno trovare applicazione a partire dal primo anno del terzo periodo di regolazione;
 - le disposizioni di cui al comma 4, dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 costituiscono una modifica del quadro normativo esistente e in quanto tale deve essere valutata ai fini di eventuali adeguamenti della disciplina tariffaria in vigore nel secondo periodo di regolazione;
 - ai fini di cui al precedente alinea il caso in cui il comune sia proprietario delle reti di distribuzione e il caso in cui il comune non sia proprietario di tali reti presentano problematiche differenziate poiché:
 - nel caso in cui il comune sia proprietario delle reti di distribuzione il ricavo che le imprese possono conseguire applicando le tariffe di distribuzione risulta sufficiente a garantire la copertura della remunerazione del capitale investito;
 - nel caso, invece, in cui la proprietà delle reti di distribuzione sia della società concessionaria, un aumento del canone di concessione, non essendo un elemento che trova copertura né nella quota a copertura dei costi operativi, né nella quota a remunerazione del capitale investito dei vincoli ai ricavi ammessi, va a modificare il livello della remunerazione del capitale investito rispetto alle attese dall'impresa sulla base del contratto concessorio e del quadro regolatorio vigenti al momento dell'affidamento del servizio;
 - le informazioni necessarie all'attuazione delle disposizioni di cui al comma 4, dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 presentano elementi di riservatezza che potrebbero condizionare le forme e i modi con cui tali informazioni saranno rese disponibili;
 - ai fini di un eventuale adeguamento dei costi riconosciuti dai vincoli ai ricavi ammessi per compensare l'effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui al decreto-legge n. 159/07, l'Autorità necessita di disporre di specifiche informazioni sia sulla situazione relativa alla proprietà delle reti di distribuzione, sia sull'entità degli aumenti dei canoni di concessione disposti dai comuni, sia sull'effettiva destinazione dei fondi raccolti mediante tali aumenti.

Ritenuto opportuno:

- avviare un procedimento per la valutazione dell'impatto delle disposizioni di cui al comma 4, articolo 46-bis decreto-legge n. 159/07 e per l'eventuale definizione delle modalità di riconoscimento di maggiori oneri in capo alle imprese di distribuzione del gas naturale in materia di canoni di concessione a valere per l'anno 2008, esaminando le connesse esigenze di tipo procedurale

DELIBERA

1. di avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di eventuale riconoscimento dei maggiori oneri sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas a seguito dell'adeguamento dei canoni di concessione disposto dai comuni sulla base della facoltà loro concessa dal decreto-legge n. 159/07 e di definizione dei connessi aspetti di tipo procedurale;
2. di convocare, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, audizioni per la consultazione dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;

3. di rendere disponibile, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti per la consultazione contenenti proposte di provvedimenti per la definizione delle modalità di eventuali maggiori oneri posti in capo alle imprese di distribuzione per effetto delle disposizioni del decreto-legge n. 159/07;
4. di dare mandato al Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità per i seguiti di competenza;
5. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico e al Ministro per gli Affari Regionali e le Autonomie Locali;
6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

13 marzo 2008

Il Presidente: Alessandro Ortis

sono enti locali sono considerati rientranti nella tipologia dell'impianto, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b3), del medesimo decreto.

174. L'autorizzazione di cui al comma 3 dell'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, per la costituzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici i cui soggetti responsabili sono enti locali, ove necessaria ai sensi della legislazione nazionale o regionale vigente e in relazione alle caratteristiche e alla ubicazione dell'impianto, è rilasciata a seguito di un procedimento unico svolto ai sensi del comma 4 del medesimo articolo 12 per il complesso degli impianti.

175. All'articolo 46-*bis* del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il comma 3 è sostituito dal seguente:

«3. Al fine di incentivare le operazioni di aggregazione di cui al comma 2, la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas è bandita per ciascun bacino ottimale di utenza entro due anni dall'individuazione del relativo ambito territoriale, che deve avvenire entro un anno dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto»;

b) al comma 4, le parole: «nuove scadenze» sono sostituite dalle seguenti: «nuove gare» e le parole: «limitatamente al periodo di proroga» sono sostituite dalle seguenti: «fino al nuovo affidamento»;

c) è aggiunto, in fine, il seguente comma:

«4-*bis*. A decorrere dal 1° gennaio 2008, alle gare di cui al comma 1 del presente articolo si applicano, oltre alle disposizioni di cui all'articolo 15, comma 10, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, anche le disposizioni di cui all'articolo 113, comma 15-*quater*, del testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali, di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267, che si in-

tendono estese a tutti i servizi pubblici locali a rete».

176. Al fine di garantire lo sviluppo e la continuità della ricerca italiana sull'idrogeno e sulle tecnologie ad esso collegate, come le celle a combustibile, quali componenti ideali di un sistema energetico sostenibile, in grado di soddisfare la domanda crescente di energia riducendo gli effetti dannosi per l'ambiente, a livello locale e globale, è istituito, presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Fondo per la Piattaforma italiana per lo sviluppo dell'idrogeno e delle celle a combustibile, con una dotazione di 10 milioni di euro per l'anno 2008. Il Fondo incentiva lo sviluppo delle diverse fasi della filiera che consente cicli energetici chiusi, ossia basati sull'idrogeno prodotto con l'impiego di fonti energetiche nuove e rinnovabili, il suo accumulo e trasporto e la sua utilizzazione. Sono favorite le applicazioni trasportistiche dell'idrogeno prodotto con le modalità di cui al presente comma, da utilizzare in motori a combustione interna modificati, alimentati a idrogeno o a miscele metano/idrogeno, ovvero in celle a combustibile per l'autotrazione.

177. A decorrere dall'anno 2008, al fine di promuovere a livello internazionale il modello italiano di partecipazione informata del pubblico ai processi decisionali sull'emissione deliberata di organismi geneticamente modificati (OGM) e allo scopo di intraprendere azioni strutturali che favoriscano le filiere produttive nella dotazione di materia prima agricola esente da contaminazioni da OGM, in coerenza con le richieste dei consumatori, è istituito un apposito fondo, denominato «Fondo per la promozione di azioni positive in favore di filiere produttive agricole esenti da contaminazioni da organismi geneticamente modificati», presso il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, autorità nazionale competente in materia. Il Fondo può essere gestito anche in convenzione con fondazioni e associazioni

LEGGE 29 NOVEMBRE 2007 N°222 – ART.46 bis

L. 222/2007

Pagina 35 di 37

2. Ai soggetti indicati al comma 1 e', inoltre, attribuita *un'ulteriore detrazione fiscale* pari a euro 150 per ciascun familiare a carico. Qualora il familiare sia a carico di più soggetti *la detrazione fiscale e'* ripartita in proporzione alla percentuale di spettanza della detrazione per carichi familiari.

3. Nello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze e' istituito un Fondo, per l'anno 2007, con una dotazione pari a 1.900 milioni di euro, per l'erogazione delle somme di cui ai commi 1 e 2.

4. *Nel rispetto del limite di spesa fissato dal comma 3, le categorie dei soggetti aventi diritto, con riferimento ai titolari di redditi da lavoro e da pensione, le modalità di erogazione delle somme di cui ai commi 1 e 2 nonche' le altre disposizioni necessarie per l'attuazione del presente articolo sono stabilite con il decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 8 novembre 2007.*

4-bis. *La misura di sostegno di cui ai commi 1 e 2 non spetta ai soggetti il cui reddito complessivo, nell'anno 2006, sia stato superiore a 50.000 euro.*

4-ter. *All'articolo 15 del testo unico delle imposte sui redditi, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917, al comma 1-ter, dopo il primo periodo, e' inserito il seguente: «La detrazione e' ammessa a condizione che la stipula del contratto di mutuo da parte del soggetto possessore a titolo di proprietà o altro diritto reale dell'unità immobiliare avvenga nei sei mesi antecedenti, ovvero nei diciotto mesi successivi all'inizio dei lavori di costruzione».*

Art. 45.

Integrazione dei finanziamenti dei servizi socio-educativi per la prima infanzia e del Fondo politiche sociali

1. Per le finalità di cui all'articolo 1, comma 1259, della legge 27 dicembre 2006, n. 296, relativo ad un piano straordinario per lo sviluppo del sistema territoriale dei servizi socio-educativi per la prima infanzia, il finanziamento ivi previsto e' integrato, per l'anno 2007, di 25 milioni di euro.

2. L'autorizzazione di spesa di cui all'articolo 20, comma 8, della *legge 8 novembre 2000, n. 328*, come determinata dalla tabella C allegata alla legge 27 dicembre 2006, n. 296, e' integrata, per l'anno 2007, di 25 milioni di euro.

Art. 46.

Procedure di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto.

1. L'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, anche situati al di fuori di siti industriali, e' rilasciata ai sensi dell'articolo 8 della legge 24 novembre 2000, n. 340, a seguito di *valutazione dell'impatto ambientale ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152*. Nei casi in cui gli impianti siano ubicati in area portuale o ad essa contigua, il giudizio e' reso anche in assenza del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici di cui all'articolo 5, comma 3, della legge 28 gennaio 1994, n. 84, che deve essere espresso nell'ambito della conferenza di servizi di cui al citato articolo 8 della legge n. 340 del 2000. In tali casi, l'autorizzazione e' rilasciata con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la regione interessata. L'autorizzazione costituisce variante anche del piano regolatore portuale.

Art. 46-bis

Disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas

1. *Al fine di garantire al settore della distribuzione di gas naturale maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità dei servizi essenziali, i Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, sentita la Conferenza unificata e su parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, individuano entro tre mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas previsto dall'articolo 14, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, tenendo conto in maniera adeguata, oltre che delle condizioni*

economiche offerte, e in particolare di quelle a vantaggio dei consumatori, degli standard qualitativi e di sicurezza del servizio, dei piani di investimento e di sviluppo delle reti e degli impianti.

2. I Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata, determinano gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, a partire da quelli tariffari, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, e determinano misure per l'incentivazione delle relative operazioni di aggregazione.

3. Al fine di incentivare le operazioni di aggregazione di cui al comma 2, i termini del 31 dicembre 2007 e del 31 dicembre 2009 stabiliti dall'articolo 23, comma 1, del decreto-legge 30 dicembre 2005, n. 273, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 febbraio 2006, n. 51, sono prorogati di due anni.

4. A decorrere dal 1° gennaio 2008, i comuni interessati dalle nuove scadenze di cui al comma 3 possono incrementare il canone delle concessioni di distribuzione, solo ove minore e limitatamente al periodo di proroga, fino al 10 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione di cui alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 237 del 28 dicembre 2000, pubblicata nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 4 del 5 gennaio 2001, e successive modificazioni, destinando prioritariamente le risorse aggiuntive all'attivazione di meccanismi di tutela relativi ai costi dei consumi di gas da parte delle fasce deboli di utenti.

Art. 46-ter.

Sostegno all'imprenditoria femminile

1. Al comma 848 dell'articolo 1 della legge 27 dicembre 2006, n. 296, e' aggiunto, in fine, il seguente periodo: «Nel caso in cui si adottino misure per sostenere la creazione di nuove imprese femminili e il consolidamento aziendale di piccole e medie imprese femminili, il decreto che fissa i criteri di intervento e' adottato dal Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro per i diritti e le pari opportunità».

Art. 46-quater.

Pesca e vittime del mare

1. Il recupero degli aiuti erogati ai sensi del decreto-legge 30 settembre 1994, n. 561, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 novembre 1994, n. 655, dichiarati incompatibili con il mercato comune con decisione della Commissione europea del 28 luglio 1999, nonché di quelli erogati ai sensi del decreto-legge 29 marzo 1995, n. 96, convertito, con modificazioni, dalla legge 31 maggio 1995, n. 206, nonché ai sensi del decreto-legge 31 dicembre 1996, n. 669, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 1997, n. 30, dichiarati incompatibili con il mercato comune con decisione 2000/394/CE della Commissione, del 25 novembre 1999, e' fissato in quattordici rate annuali, fino alla concorrenza del complessivo ammontare delle somme effettivamente percepite e degli interessi legali maturati. Le amministrazioni preposte al recupero degli aiuti suddetti, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, stabiliscono con propri provvedimenti le modalità attuative per la restituzione delle somme.

2. A carico del fondo di cui all'articolo 5, comma 1-bis, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, si provvede a liquidare le richieste di indennizzo relative agli eventi verificatisi nel triennio 2002-2004, relativamente alle istanze presentate anteriormente alla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, nei limiti della somma di 500.000 euro. Al relativo onere si provvede mediante corrispondente riduzione, per l'anno 2008, dell'autorizzazione di spesa di cui all'articolo 5, comma 3-ter, del decreto-legge 1° ottobre 2005, n. 202, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 novembre 2005, n. 244.

Art. 46-quinquies.

Disposizioni per favorire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

1. Al fine di favorire la produzione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili, qualora la connessione alla rete elettrica possa essere effettuata con l'utilizzo di infrastrutture di proprietà di un produttore,

<http://www.camera.it/parlam/leggi/072221.htm>

09/04/2008

CAPITOLO 4

IL RIAFFIDAMENTO DELL'ATTIVITA' DI DISTRIBUZIONE DEL GAS-NATURALE

Legge 17 maggio 1999, n. 144 - art. 41

Con la Legge 17 maggio 1999, n. 144 - art. 41, il Governo fu delegato ad emanare uno o più Decreti Legislativi per dare attuazione alla Direttiva del Parlamento Europeo n° 98/30/CE del 22 giugno 1998, recante norme comuni per il mercato interno del gas-naturale e ridefinire conseguentemente tutte le componenti rilevanti del sistema nazionale del gas, ivi incluse quelle relative al servizio di pubblica utilità.

Il Presidente della Repubblica, su proposta del Presidente del Consiglio dei Ministri, emanò il conosciuto Decreto Legislativo (DECRETO LETTA) per dare corso alla liberalizzazione del mercato interno del gas-naturale.

Il Decreto Legislativo composto di n° 39 articoli, esso si può dividere in tre parti principali:

- dall'articolo 1 all'articolo 13, il decreto Letta emana norme relativamente a coltivazione di giacimenti, attività di stoccaggio, disposizioni per l'incremento delle riserve nazionali di gas, trasporto e dispacciamento;
- dall'articolo 14 all'articolo 16, il decreto Letta, emana norme per l'attività di distribuzione del gas naturale;
- dall'articolo 17 all'articolo 39, il Decreto Letta, in linea di massima emana norme per l'attività di vendita del gas-naturale ai clienti finali.

4.1 DOCUMENTAZIONE DA PORRE A BASE DI GARA

Il presente studio (Tesi di Laurea) si interessa all'attività di distribuzione del gas-naturale, per la quale attività presuppone l'affidamento di una particolare autorizzazione da parte dell'Ente Locale (COMUNE) a poter svolgere l'attività del servizio di distribuzione del gas-naturale nel territorio del Comune di riferimento.

Quindi ci occuperemo, in particolare dell'art. 14, dell'articolo 15 e dell'articolo 16 del Decreto Letta.

ART. 14 – Attività di distribuzione

Il presente articolo principalmente definisce:

- a) l'attività di distribuzione di gas-naturale, attività di servizio pubblico;
- b) che alla scadenza del periodo di affidamento del servizio, le reti, nonché gli impianti e le dotazioni dichiarati reversibili, rientrano nella piena disponibilità dell'Ente Locale.
- c) Che alle gare, per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas-naturale, sono ammesse, senza limitazioni territoriali, Società per Azioni a responsabilità limitata, anche a partecipazione pubblica e Società cooperative a responsabilità limitata, sulla base di requisiti oggettivi, proporzionali e non discriminatori.
- d) Gli Enti locali avviano la procedura di gara non oltre un anno prima della scadenza dell'affidamento, in modo da evitare soluzioni di continuità nella gestione del servizio.
- e) Il nuovo Gestore è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari all'eventuale valore residuo degli ammortamenti di detti investimenti risultanti dai bilanci del gestore uscente.

Per quanto imposto dall'art. 14 di cui sopra, l'Ente locale per predisporre l'avvio della gara, deve porre alla base della gara la seguente documentazione di gara.

4.1.1 DISCIPLINARE DI GARA

Per poter indire una qualsiasi gara ad evidenza pubblica, sia essa per l'affidamento di un appalto di lavori pubblici o un appalto concorso o una gara per l'affidamento di una concessione per la gestione di un servizio del tipo di cui all'oggetto, occorre per primo predisporre un disciplinare di gara ove vengono fissate le regole ed i requisiti che i concorrenti devono possedere per poter concorrere alla gara e quindi concorrere all'aggiudicazione, nel nostro caso, del servizio pubblico di distribuzione del gas-metano (gas-naturale) nel territorio comunale del Comune di riferimento.

La gara, per l'aggiudicazione del servizio e le regole da rispettare, deve svolgersi nel rispetto degli artt. 14 e 15 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n° 164 " Attuazione della Direttiva Europea n° 98/30/CE, recante norme per il mercato interno del gas-naturale, a norma dell'art. 41 della Legge 17 maggio 1999 n. 144.

Le informazioni generali dell'affidamento, la descrizione ed oggetto dell'appalto, le condizioni particolari dell'affidamento, i criteri di aggiudicazione ecc. ecc., **a titolo di esempio**, possono essere riepilogate negli articoli che seguono:

Art. 1 - Informazioni generali

Art. 2 - Descrizione ed oggetto del contratto

Art. 3 - Condizioni particolari dell'affidamento

Art. 4 - Investimenti minimi richiesti

Art. 5 - Cauzioni – Garanzie – Oneri a carico del Gestore

Art. 6 - Adempimenti per lo studio e la redazione delle offerte

Art. 7 - Requisiti richiesti per la partecipazione alla gara

Art. 8 - Criterio di aggiudicazione

Art. 9 - Adempimenti relativi alla presentazione delle offerte e della

documentazione e richiesta per l'ammissione alla gara

Art. 10 - Esame dell'offerta

Art. 11 - Comunicazione di aggiudicazione

Art. 12 - Stipulazione del contratto

Art. 13 - Disposizioni finali

Allegati:

All. A) Istanza di partecipazione alla gara

All. B) Modulo d'offerta economica

All. C) Modulo d'offerta relativo ai tempi d'esecuzione degli interventi

All. D) Dichiarazione di presa visione degli atti e dei luoghi

All. E) Regolamento sopralluogo

Descrizione sommaria degli articoli di cui sopra:

ART. 1 Informazioni generali

Il Comune di, con sede in, in esecuzione della delibera di G.C. n. ___ del _____, e Determina n. ___ del _____ indice una gara mediante procedura aperta, al fine dell'affidamento, in esclusiva, delle attività tutte inerenti il servizio pubblico di distribuzione del gas metano, a mezzo rete urbana, sull'intero territorio comunale giusta D.Lgs. 23/05/2000, n. 164, con le precisazioni riportate di seguito e al successivo Art. 2.

Normative ulteriori e diverse rispetto al D.Lgs. n. 164/2000 e ss.mm.ii. ed alla relativa disciplina settoriale e attuativa, potranno trovare applicazione solo se specificamente

richiamate nella documentazione di gara. Per quanto concerne modalità e termini di gara, occorre tenere in considerazione, per quanto compatibili, le disposizioni previste in “Attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE, recepite nell’ordinamento interno con il Decreto Legislativo 12 aprile 2006, n. 163 – Codice degli Appalti.

Il luogo di esecuzione di ogni prestazione è l’intero territorio del Comune di

Le caratteristiche dell’impianto da attivare, a cura e spese del Gestore, sono riportate nelle planimetrie e nelle schede allegate al fascicolo relativo, facenti parte dei documenti di gara.

La descrizione del servizio, delle condizioni contrattuali, delle modalità di svolgimento, e i principali elementi per la valutazione e lo sviluppo del servizio stesso, sono specificati nei documenti a base di gara, in ordine ai quali necessita fare riferimento per lo svolgimento della gara stessa, e di seguito indicati, precisamente:

- 1) Bando di gara, predisposto sulla base del formulario in vigore dal 1° febbraio 2006, ai sensi del Regolamento CE n. 1564/2005 della Commissione del 07/09/2005.
- 2) Il presente disciplinare di gara.
- 3) Schema di Contratto di servizio.
- 4) Disciplinare per il servizio di distribuzione gas-naturale.
- 5) Planimetria con tracciato delle condotte.
- 6) Elenco prezzi.
- 7) Planimetria di zonizzazione del PRG vigente.

Devono essere riportati i dati più significativi attinenti l’esercizio oggetto dell’affidamento (consistenza dell’impianto esistente), ad esempio :

- Numero utenti allacciati n.;

- Condotte principali e rete di distribuzione esistente:

- Media pressione mt.;

- Bassa pressione mt.;
- N° gruppi di riduzione, ubicati come riportato sulla planimetria allegata al disciplinare di gara;
- N° Cabina di decompressione di 1° salto con potenzialità di St.mc/h .

ART. 2 Descrizione ed oggetto del contratto

In quest'articolo deve essere riportata la descrizione e l'oggetto del contratto, precisamente:

Il servizio oggetto dell'affidamento, ai sensi del D.lgs. n. 164/2000, è limitato alla sola distribuzione.

Ogni cliente, stante la qualifica di cliente idoneo attribuitagli dal D.Lgs. 164/00, è libero di perfezionare il proprio contratto di fornitura con la Società di vendita di proprio gradimento, debitamente autorizzata a detto esercizio.

I contenuti e le condizioni dell'affidamento, sono sancite nel presente disciplinare, nonché nello schema di contratto di servizio atto a regolare l'affidamento di che trattasi, nonché in ogni altro documento a base di gara.

La durata dell'affidamento è fissata, ad esempio, in 12 (dodici) anni (il massimo consentito dal decreto Letta), con decorrenza dalla data di consegna del servizio relativo agli impianti in esercizio, data che dovrà risultare da apposito verbale di consegna, sottoscritto dalle parti, come stabilito sul contratto di servizio regolante il rapporto. Forma oggetto dell'affidamento, con le precisazioni riportate sui documenti di gara, "la gestione del servizio pubblico di distribuzione del gas metano a mezzo di rete urbana nel territorio del Comune, con l'esecuzione delle opere indicate nel presente articolo; e ogni altra opera che il Gestore riterrà di proporre nel proprio piano industriale in sede di gara e le opere di ammodernamento, ristrutturazione, potenziamento e sviluppo della rete e degli impianti (ex art. 14 e 15 del D.Lgs. 164/2000), che si renderanno necessarie nel periodo di affidamento, compresa la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti e della rete, e quant'altro di seguito riportato.

- Per quanto attiene alla realizzazione delle opere di allacciamento relative alle nuove utenze e vecchie utenze si confermano le disposizioni ed i prezzi contenuti

nell'allegato 'Disciplinare per il servizio di distribuzione del gas-naturale (4):

In ordine agli obblighi inerenti l'affidamento di che trattasi, resta inteso che ogni responsabilità in merito alla corretta gestione del servizio, resta esclusivamente in capo al Gestore.

In relazione anche a quanto detto in precedenza, le prestazioni oggetto del servizio, in via indicativa e non esaustiva, devono comprendere almeno :

- a) la messa in esercizio di condotte in corso di realizzazione o realizzate durante il corso dei lavori;
- b) l'esecuzione di ogni opera indicata all'Art. 4 "Investimenti minimi richiesti" e che il Gestore riterrà di proporre nel proprio piano industriale in sede di gara, nonché tutte quelle che dovessero risultare necessarie nel periodo di affidamento e relative all'ampliamento, potenziamento e/o ristrutturazione delle reti e degli impianti (ex art. 14 del D.Lgs. 164/2000), con conseguente variazione dello stato di consistenza;
- c) la gestione funzionale, la manutenzione ordinaria e straordinaria, l'adeguamento tecnico e la vigilanza tecnica degli impianti e della rete di trasporto e di distribuzione gas metano per usi civili, secondo tutti gli adempimenti tecnici previsti dagli atti di gara e dalla disciplina vigente in materia;
- d) allacciamento degli utenti/clienti finali e attività connesse (attivazione e disattivazione della fornitura, spostamento dei contatori ecc.), nei limiti e alle condizioni di cui alla disciplina in materia emanata e/o da emanare dall'AEEG, nonché alle condizioni tecniche ed economiche riportate sul Contratto di Servizio;
- e) tutte le attività del servizio di distribuzione gas, ivi compresa la reperibilità e pronto intervento;
- f) adempimento di tutti gli obblighi e prestazioni accessorie prescritte per il soggetto titolare dell'attività di distribuzione dalla normativa in materia, con particolare, ma non esclusivo, riferimento al D.Lgs. n. 164/2000 ed alle Direttive in materia emanate e che saranno emanate dell'AEEG.

Gli impianti già realizzati sono concessi in uso al Gestore ed al termine del periodo di affidamento, rientreranno nell'ambito della proprietà dell'Ente concedente, senza il riconoscimento di alcun indennizzo al Gestore stesso e nelle migliori condizioni di conservazione.

Lo stesso dicasi per le infrastrutture di rete e gli impianti che il Gestore realizzerà nel corso dell'affidamento.

In ordine alle opere, che il Gestore riterrà di proporre in sede di gara nel proprio piano industriale, dovrà essere specificato dallo Stesso quali di queste, realizzate a propria cura e spese, rientreranno nel pieno possesso del Comune al termine dell'affidamento del servizio, senza il riconoscimento di alcun corrispettivo, ovvero con quale percentuale di abbattimento saranno riconsegnati gli impianti al Comune.

Sono a carico del Gestore, la richiesta, gli oneri ed incombenze per il rilascio dei permessi, autorizzazioni, nulla-osta, concessioni ecc., da richiedere ad Enti sovracomunali, amministrazioni o privati per la realizzazione di ogni opera oggetto dell'affidamento, incluse tutte le opere da realizzare nel periodo di affidamento stesso.

Ogni opera che il Gestore avrà ritenuto di proporre in sede di gara, rientrerà nella proprietà del Comune, secondo le risultanze della gara stessa e le modalità e i criteri stabiliti nello schema di contratto di servizio. Alla scadenza del periodo di affidamento del servizio, le infrastrutture di rete e gli impianti realizzati dal Gestore, ma realizzate con il contributo del Comune o di terzi, rientreranno nella piena proprietà del Comune stesso, senza il riconoscimento di alcun indennizzo.

E' fatta salva la facoltà del Comune di partecipare finanziariamente ad ulteriori investimenti concordati con il Gestore durante il periodo di affidamento (diversi da quelli già proposti in gara dal Gestore stesso).

Ogni Offerente, in sede di gara, per le opere che si propone di realizzare non a devoluzione gratuita, dovrà presentare il piano degli investimenti, in cui sarà evidenziata l'eventuale somma residua di fine periodo non ammortizzata, calcolata in misura pari all'eventuale valore residuo degli ammortamenti degli investimenti da effettuare,

verificabili quindi dai bilanci del Gestore.

Per la valutazione di ogni intervento da realizzarsi nel corso della gestione a cura del Gestore, e preventivamente convenute con l'Ente affidante, si prenderà come documento di riferimento l'Elenco Prezzi allegato al presente disciplinare di gara ed in mancanza di specifico prezzo si farà riferimento al prezzario di riferimento vigente nell'anno di realizzazione dei lavori di che trattasi.

Il prezzario allegato e posto a base di gara sarà rivalutato ogni due anni con incremento pari all'aumento dell'indice Istat nazionale.

ART. 3 Condizioni particolari dell'affidamento

A titolo di esempio di seguito vengono riportate le condizioni particolari dell'affidamento.

Il Gestore, dovrà realizzare quanto necessario per la gestione del servizio con propri mezzi finanziari, in quanto nessun onere sarà a carico del Comune per quanto derivante dal rapporto di affidamento.

Al successivo Art. 4 vengono riportati gli investimenti minimi richiesti dalla Committente (Comune) per poter accedere alla gara, con oneri a completo carico del gestore, a pena di esclusione.

Il corrispettivo riconosciuto al Gestore per tutte le sue prestazioni e gli investimenti da effettuare, nel periodo di affidamento, è rappresentato dai proventi derivanti dalla gestione del servizio stesso (quota variabile e quota fissa), ovvero deriverà dalle tariffe calcolate secondo quanto stabilito dall'AEEG, e nel rispetto di quanto fissato dal D.Lgs. 164/00.

Il Gestore dovrà corrispondere al Comune nei dodici anni di affidamento, un canone, da assoggettare ad IVA, per ogni anno termico (1° ottobre – 30 settembre delibera dell'AEEG n. 104/04), o sua frazione.

Detto canone minimo annuo a base di gara, in virtù dei quantitativi di gas distribuito e comunque transitato sulla rete locale nel corso dell'A.T., è fissato nella misura pari al 35% (trentacinqueper cento), del margine di distribuzione (quota variabile e quota fissa, al

netto delle imposte), ovvero del valore del VRD.

Qualora in futuro venisse modificato il sistema di calcolo del predetto valore, resta inteso che l'entità del canone offerto dal Gestore in sede di gara andrà riferito sempre a quanto andrà a percepire per lo svolgimento dell'attività di distribuzione, oggetto del presente affidamento.

In sede di stipula del contratto, il valore percentuale posto a base di gara sarà aggiornato in relazione a quanto offerto dal Gestore.

Le tariffe per il servizio negli anni di affidamento, nonché i relativi parametri di adeguamento, saranno quelle approvate dalla competente AEEG sulla base dei criteri determinati dalla stessa Autorità ex art. 23 D.Lgs. n. 164/2000.

Per quanto inerente le disposizioni relative ai contributi di allacciamento agli utenti ed ai rapporti con l'Ente, in relazione di quanto da questo già eseguito al riguardo, si rimanda a quanto in precedenza riportato al riguardo, allo schema di Contratto di Servizio ed al Disciplinare.

ART. 4 - Investimenti minimi richiesti

Ci sono casi in cui il Concedente (Comune) può richiedere un impegno di investimenti minimi per poter accedere alla gara e di conseguenza il gestore si deve impegnare, da contratto, a realizzare a propria cura e spese, le opere ritenute dalla Committente indispensabili per poter accedere alla gara, ad esempio:

- l'ampliamento della rete di trasporto del gas a media pressione lungo le vie con riportate le condotte con colorazione rosso;
- l'installazione di un ulteriore gruppo di riduzione di 2° salto della potenzialità almeno di 400 St.mc/h ;
- l'ampliamento della rete di distribuzione in bassa pressione lungo le vie con riportate le condotte con colorazione rosso ;
- altre opere ...

Tali opere saranno computate e stimate applicando i prezzi riportati nell'elenco prezzi allegato alla gara, ciò al fine di inserire tale importo nel piano economico e finanziario

proposto dal concorrente.

ART. 5 - Cauzioni – Garanzie – Oneri a carico del Gestore

Molto importanti sono le cauzioni da far presentare ai concorrenti per la partecipazione alla gara, ad esempio:

La cauzione provvisoria, a garanzia degli obblighi assunti con la partecipazione alla gara, ove in caso di aggiudicazione l'Offerente per sua colpa non dovesse procedere nella stipula del contratto, è fissata pari al 2% del prezzo base indicato nel bando. La garanzia suddetta è ridotta del 50% per gli operatori economici ai quali venga rilasciata, ai sensi delle Norme in materia, da organismi accreditati, la certificazione di qualità (UNI/CEI – ISO 9000), da produrre, a favore del Comune, contestualmente all'offerta.

Il Gestore dovrà inoltre costituire, prima della firma del contratto:

una cauzione definitiva minima, pari al 10% dell'importo contrattuale ed in ogni caso così come stabilito dal Codice degli Appalti per i ribassi superiori al 10%, a garanzia degli obblighi contrattuali relativi all'affidamento del servizio nei dodici anni.

L'incameramento della garanzia avviene con atto unilaterale da parte dell'Ente Concedente senza necessità di dichiarazione giudiziale, fermo restando il diritto del Gestore di proporre azione innanzi l'Autorità giudiziaria ordinaria.

Il Gestore dovrà dimostrare di disporre di una polizza assicurativa RCT, per copertura dei danni comunque cagionati a terzi in relazione al servizio, nonché per danni alle cose che verranno a trovarsi nel contesto dell'esecuzione dei lavori. Il massimale di detta polizza dovrà risultare non inferiore a Euro per ogni sinistro e per anno assicurativo.

Il Comune è esonerato da ogni responsabilità per danni, infortuni od altro che dovesse accadere al personale dipendente dell'Impresa, durante l'esecuzione del servizio.

ART. 6 - Adempimenti per lo studio e la redazione delle offerte

Al fine di garantire uno studio accurato dell'impianto esistente e dei documenti di gara, di solito il Comune impone la visione dei documenti di gara e dei luoghi ove si devono svolgere le prestazioni, ad esempio:

I documenti di cui all'Art. 1, potranno essere visionati, a seguito d'appuntamento presso l'Ufficio Tecnico del Comune.

E' fatto obbligo ai Concorrenti prendere piena visione, prima della formulazione dell'offerta, di tutte le condizioni generali e particolari nelle quali il servizio dovrà svolgersi.

Il sopralluogo, in ordine al quale sarà rilasciato idoneo attestato, potrà essere effettuato esclusivamente dal legale rappresentante o dal Direttore Tecnico o altro delegato dell'Impresa muniti di idonea documentazione che comprovino le qualifiche.

Ogni eventuale richiesta di informazioni inerenti la procedura di affidamento, dovrà essere formalizzata al Responsabile del Procedimento.

ART. 7 - Requisiti richiesti per la partecipazione alla gara

Per la partecipazione ad una gara di affidamento di una concessione per la distribuzione di gas metano, come garanzia per il Comune concedente, devono essere richiesti i requisiti minimi che il concorrente deve possedere per poter partecipare alla gara per l'affidamento del servizio, ad esempio:

- a) di rientrare nei termini fissati dall'art. 14, comma 5, del D.Lgs 23.05.2000 n. 164, fatto salvo quanto previsto all'art. 15, comma 10, dello stesso decreto legislativo;
- b) di non trovarsi in una delle cause di esclusione dalla partecipazione alle gare, previste dall'art. 38 del D.Lgs. n. 163/2006 e ss.mm.ii.;
- c) la non sussistenza a proprio carico di sanzioni interdittive, emesse ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231, per reati contro la pubblica amministrazione o il patrimonio, commessi nel proprio interesse o a proprio vantaggio;
- d) che l'Impresa non è stata soccombente, nei due anni anteriori, in un'azione civile per gravi reati discriminatori ai sensi dell'art. 44 del T.U. sull'immigrazione (D.Lgs 286/98);
- e) di non essersi avvalsa dei piani individuali di emersione di cui alla L. 383/2001 ovvero, ove se ne sia avvalsa, di aver concluso i piani di emersione di cui alla sopraccitata legge;
- f) di essere in regola con le disposizioni del D.lgs. 626/94 , concernenti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- g) di svolgere direttamente, alla data di pubblicazione del presente bando, il servizio oggetto di gara, in un Comune o in più Comuni con numero di abitanti ad esempio non inferiori al doppio degli abitanti dell'impianto oggetto dell'appalto;
- h) di essere iscritto alla CCIAA (o equivalente registro dello Stato di appartenenza);
- i) di disporre di idonee attrezzature tecniche, mezzi e strumentazioni per l'attività di distribuzione del gas;
- j) di aver distribuito direttamente nell'anno termico precedente alla presente gara, un quantitativo di gas non inferiore a m³;

k) di aver effettuato investimenti nel settore del pubblico servizio di distribuzione del gas canalizzato nel biennio antecedente l'anno della presente gara, con mezzi propri, di almeno € annui.

Sono inoltre ammessi a partecipare al procedimento di gara di che trattasi, purché in possesso dei requisiti di cui sopra:

1. i raggruppamenti tra soggetti, costituiti o costituendi, ai sensi dell'art. 37 del D.Lgs. n. 163/2006 e ss.mm.ii., ovvero gruppi europei di interesse economico aventi sede in uno Stato dell'U.E.;
2. imprese straniere aventi sede in stati membri della CEE.
3. AVVALIMENTO

Il concorrente, singolo o consorziato o raggruppato ai sensi dell'articolo 34, in relazione ad una specifica gara di lavori, servizi, forniture può soddisfare la richiesta relativa al possesso dei requisiti di carattere economico, finanziario, tecnico, organizzativo, ovvero di attestazione della certificazione SOA avvalendosi dei requisiti di un altro soggetto o dell'attestazione SOA di altro soggetto.

Le Imprese stabilite in altri paesi membri U.E., dovranno presentare la stessa documentazione richiesta per le imprese italiane o equivalente in base alla legislazione degli Stati di appartenenza.

E' vietata, tra soggetti concorrenti distinti, la partecipazione alla procedura di Imprese aventi identità totale o parziale delle persone che in esse ricoprono i ruoli di rappresentanza legale e direzione tecnica, nonché di imprese controllanti e controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile.

E' inoltre vietata, tra soggetti concorrenti distinti, la partecipazione di consorzi ed imprese o cooperative ad essi aderenti ed indicate dai consorzi quali soggetti per conto dei quali il consorzio stesso partecipa. Imprese cooperative consorziate non indicate dai consorzi potranno liberamente partecipare alla gara.

I requisiti di cui sopra e ogni altra condizione, richiesta nell'allegato A) al presente disciplinare, dovranno essere dichiarati dai Soggetti interessati in sede di presentazione

dell'offerta, mediante dichiarazione sostitutiva secondo quanto indicato dal presente disciplinare .

Nel caso di partecipazione alla gara in ATI, i requisiti di cui alle lettere g), j) e k), devono essere posseduti, dall'Impresa Mandataria in misura non inferiore al 60% di quanto cumulativamente richiesto, mentre la restante percentuale dovrà essere posseduta dalla/e Impresa/e mandante/i, ciascuna in misura non inferiore al 20% del totale. I restanti requisiti, dovranno essere posseduti da ciascuna delle imprese raggruppate.

In caso di consorzio tutti i precedenti requisiti dovranno essere soddisfatti dal consorzio (considerando cumulativamente i requisiti dei singoli consorziati), nella misura del 100%; fermo restando l'obbligo dell'Impresa consorziata di possedere i requisiti in ordine ai suddetti punti a), b), c), d), e),f), h) e i).

I requisiti di cui alle lettere g), j), e k), devono essere posseduti almeno dalla capogruppo, in ogni caso in misura non inferiore al 60% di quanto cumulativamente richiesto, anche tramite Società controllata e collegata. Nel caso di presenza di Società controllata e/o collegata, questa deve comunque essere in condizione di dimostrare di essere già Gestore del servizio oggetto della presente gara in altro/i Comune/i.

Le Società di capitali costituite per le trasformazioni di precedenti gestioni comunali in economia, o di Aziende consortili, municipalizzate e speciali, ai sensi del D.Lgvo n° 164/2000, potranno dichiarare i requisiti richiesti se posseduti dalle precedenti gestioni.

I soggetti raggruppati, qualora aggiudicatari, per l'esecuzione del contratto di affidamento del servizio, hanno l'obbligo di costituirsi in società di capitali, prima della firma del contratto, così come previsto dal Decreto Letta.

ART. 8 - Criterio di aggiudicazione

In quest'articolo si riporta un esempio di come si può aggiudicare una gara di affidamento di concessione per la distribuzione gas-metano nel rispetto di quanto indicato dal Decreto Letta.

La scelta del Gestore avverrà, attraverso procedura aperta, secondo il sistema dell'**offerta economicamente più vantaggiosa**, determinata ad esempio in base ai sotto elencati elementi di valutazione, da valutarsi con punteggio nei limiti massimi previsti per ognuno:

ESEMPIO :

a) Condizioni economiche e tempi di esecuzione

punti 53

- a. 1)** Percentuale del valore del canone offerto sia nel periodo d'avviamento, che a regime, rispetto a quanto indicato all'art.3:

punti 35

Il punteggio relativo verrà determinato in relazione all'aumento che l'offerente riterrà di proporre rispetto alla percentuale del VRD posta a base di gara con un minimo del 35% (trentacinqueper cento), con l'attribuzione di punti 1 per ogni 0,6 (zerovirgolasei) fino ad un massimo di 35 punti:

Esempio = Offerta del 50% del VRD:

(%Offerta) (%Base Gara)

50 - 35

----- = 25,000

0,6

- a. 2) Percentuale di sconto sul valore residuo al 12° anno degli investimenti posti a base di gara ed ulteriori investimenti proposti dal concorrente in sede di gara, realizzati dal gestore su espressa autorizzazione del Comune.

punti 5

L'attribuzione del punteggio avverrà applicando la seguente formula:

$$P_i = \frac{\text{percentuale di sconto}}{\text{percentuale di sconto max offerta}} \times P_{\text{max}}$$

- a.3) Tempi d'esecuzione degli interventi posti a base di appalto (investimenti minimi richiesti) da realizzarsi entro i primi ventiquattro mesi dalla data di inizio gestione – con un tempo minimo pari a otto mesi.

Il punteggio viene assegnato in base ai mesi di riduzione offerti sul tempo massimo fissato dalla Amministrazione (Ventiquattro mesi) con un minimo di mesi 8, e cioè al di sotto di mesi 8 viene assegnato il punteggio massimo:

punti 8

$$P_i = \frac{\text{numero mesi di riduzione temporale}}{P_{\text{numero mesi di riduzione max offerta}}} \times X$$

Esempio: offerta i-esima 10 mesi di riduzione, offerta max 16 mesi di riduzione

$$P_i = 10/16 \times 3 = 1,875 \text{ punti}$$

a.4) Tempi d'esecuzione degli interventi proposti dal Gestore da realizzarsi entro i primi ventiquattro mesi dalla data di inizio gestione – con un tempo minimo pari a otto mesi.

Il punteggio è assegnato in base ai mesi di riduzione offerti sul tempo massimo fissato dalla Amministrazione (Ventiquattro mesi) con un minimo di mesi 8, e cioè al di sotto di mesi 8 o pari ad 8 mesi viene assegnato il punteggio massimo:

punti 5

Pi = numero mesi di riduzione temporale X

P numero mesi di riduzione max offerta

Esempio: come punto a.3

b) Piano d'investimento per lo sviluppo ed il potenziamento delle

reti e loro manutenzione:

punti 30

Sul piano di investimento offerto, dovranno essere individuati e descritti tutti gli interventi proposti.

La valutazione delle offerte sarà fatta tenendo conto di quanto segue:

b.1) Nell'ordine di importanza: completezza del progetto presentato, con riferimento alla dettagliata descrizione, individuazione e chiarezza di ogni singolo intervento, del materiale e delle apparecchiature impiegate e del tipo di lavorazione prevista con esplicito

riferimento al piano economico e finanziario presentato.

punti 20

- b. 2) Nell'ordine di importanza: entità, validità e attendibilità delle soluzioni tecniche progettuali adottate, avendo anche riguardo alle soluzioni che implicano minori disservizi agli utenti e minori disagi ai cittadini.**

punti 10

Il finanziamento di tutte le opere previste nel piano degli investimenti proposto, sarà a completo carico della Società aggiudicataria.

Per l'attribuzione del punteggio avrà rilevanza l'entità ed il costo complessivo dei lavori. Dopo aver reso omogenei i prezzi unitari verrà quindi esclusivamente valutata la loro entità e gli aspetti tecnico-progettuali e finanziari, di cui ai punti sopra indicati.

- c) Modalità di gestione (qualità – sicurezza):**

punti 17

- c. 1) Qualità:**

punti 5

Saranno considerati gli standard qualitativi proposti dalle
Ditte concorrenti.

Saranno valutati gli eventuali scostamenti migliorativi, entro determinati limiti di fattibilità e attendibilità, rispetto a quelli fissati dall'AEEG, come determinati con la Deliberazione n°168/04, ed in particolare per misuratori fino a classe G25 e per misuratori da classe G40:

Indicatore	Clients finali con gruppo di misura fino alla classe G25	Clients finali con gruppo di misura fino alla classe G40
-------------------	---	---

Tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi (5 gg.)	15 giorni lavorativi (5 gg.)
Tempo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi	40 giorni lavorativi (10 gg.)	40 giorni lavorativi (10 gg.)
Tempo massimo di esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi (5 gg.)	15 giorni lavorativi (5 gg.)
Tempo massimo di attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi (5 gg.)	15 giorni lavorativi (5 gg.)
Tempo massimo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente	5 giorni lavorativi (2 gg.)	7 giorni lavorativi (2 gg.)
Tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità	2 giorni feriali (1 g.)	2 giorni feriali (1 g.)
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore (1 ora)	2 ore (1 ora)

Il punteggio verrà attribuito a seguito di valutazione comparativa degli standard qualitativi proposti dalle ditte concorrenti. Ai valori inferiori a quelli indicati tra parentesi non verrà attribuito incremento di punteggio.

c. 2) Sicurezza e continuità del servizio:

punti 12

Verranno considerate le modalità organizzative del servizio, e con particolare riguardo:

- alla organizzazione del pronto intervento;
- alla ricerca sistematica delle fughe dalle reti – M.P. %

annua controllata – rete B.P. % annua controllata;

- alle misure del grado di odorizzazione del gas, con precisazioni in ordine alle modalità di esecuzione e n° _____ nell'anno;

Nell'attribuzione del punteggio, avranno rilevanza le prestazioni migliorative rispetto a quelle stabilite al riguardo dall'AEEG con la citata delibera n° 168/04 ed alla organizzazione del pronto intervento.

La Commissione giudicatrice attribuirà il relativo punteggio a seguito di valutazione comparativa degli standard qualitativi proposti dai concorrenti.

Il punteggio massimo conseguibile dagli offerenti è quindi cento (100).

ART. 9 - Adempimenti relativi alla presentazione delle offerte e della documentazione e richiesta per l'ammissione alla gara

Di seguito viene riportato un esempio per gli adempimenti relativi alla presentazione di una offerta

Al fine di poter partecipare alla gara, l'offerente dovrà far pervenire entro e non oltre le ore **13:00** del giorno _____, a proprio esclusivo rischio, a mezzo di raccomandata postale, agenzia di recapito autorizzato, servizio di posta celere, ovvero mediante consegna diretta, all'Ufficio protocollo del Comune, il plico contenente la propria offerta, in busta chiusa con ceralacca e controfirmata sui lembi di chiusura, con l'indicazione del mittente e il suo recapito, indirizzato al Comune, con la seguente dicitura:

“Offerta relativa alla gara per l'affidamento del servizio pubblico di distribuzione del gas metano nel Territorio del Comune di del giorno _____”.

Il plico dovrà contenere TRE BUSTE, a loro volta sigillate e firmate sui lembi di chiusura, riportanti sul frontespizio il nominativo dell'Impresa/Società offerente e il suo recapito.

Su ciascuna busta dovrà essere indicato, oltre all'oggetto della gara, il relativo contenuto, identificato con le seguenti diciture:

- **Busta n. 1 - “Documenti amministrativi”**
- **Busta n. 2 - “Piano d'investimento – Modalità di gestione”**
- **Busta n. 3 - “Offerta economica e tempo d'esecuzione degli interventi”**

BUSTA N. 1 - DOCUMENTI AMMINISTRATIVI

Nell'apposito plico, sigillato con ceralacca sui lembi di chiusura e controfirmato, in

modo intelligibile dal legale rappresentante dell'offerente, recante sul frontespizio il nominativo dell'Impresa/Società offerente e il suo recapito nonché la dicitura **“DOCUMENTI AMMINISTRATIVI”**, dovrà essere inserito quanto segue:

1. **Istanza di ammissione alla gara** in lingua italiana, su carta bollata (€ 14,62), e contestuale dichiarazione sostitutiva attestante i requisiti di partecipazione, redatta preferibilmente secondo l'allegato modello (All. A) e comunque redatta con i contenuti riportati su detto modello, sottoscritta con firma leggibile e per esteso dal titolare dell'Impresa o dal suo Legale Rappresentante.
2. **Attestazione** rilasciata dal Comune di, (All. D), come precisato al paragrafo 5, circa l'avvenuta presa visione degli impianti realizzati e dei luoghi dove dovranno essere svolti i lavori ed il servizio.
3. **Cauzione provvisoria** pari al 2% del prezzo base indicato nel bando.
4. **Copia** dello schema di Contratto di Servizio e del Disciplinare del servizio di Distribuzione, sottoscritti per accettazione in tutte le pagine dal/i concorrente/i.
5. **Copia del Disciplinare per il servizio di distribuzione del gas-naturale e dell'Elenco prezzi**, sottoscritti per accettazione in tutte le pagine dal/i concorrente/i.

BUSTA N. 2 - PIANO D'INVESTIMENTO – MODALITA' DI GESTIONE

Nell'apposito plico, sigillato con ceralacca sui lembi di chiusura e controfirmato, in modo intelligibile dal legale rappresentante dell'offerente, recante sul frontespizio il nominativo dell'Impresa/Società offerente e il suo recapito nonché la dicitura "PIANO D'INVESTIMENTO - MODALITA' DI GESTIONE", dovranno essere inseriti, in relazione al sopraluogo effettuato sui territori comunali e presa visione delle esigenze degli impianti, il progetto costituito da Relazioni dettagliate, redatte in lingua italiana, attinenti:

- a) PIANO D'INVESTIMENTO PER LO SVILUPPO ED IL POTENZIAMENTO DELLE RETI, LORO RINNOVO E MANUTENZIONE, di cui all'Art. 7, lettera b) del presente disciplinare.

L'offerente sulla Relazione - Progetto, redatta in lingua italiana, dovrà specificare: le modalità ed i tempi di attuazione dei singoli interventi che intende realizzare, in aggiunta e a completamento delle opere riportate sui documenti di gara.

Il piano d'investimento, ovvero il piano industriale che ogni concorrente riterrà di presentare, dovrà essere inerente al miglioramento, allo sviluppo e alla gestione degli impianti, finalizzato quindi alla loro ottimizzazione, al mantenimento degli stessi, all'ampliamento della rete, all'utilizzo di innovazioni tecnologiche e quindi all'affidabilità del servizio, con particolare riferimento:

- impianti ausiliari: quali ad esempio teleallarmi, telemisure, telecontrolli ecc.;
- sostituzione e potenziamento rete esistente;
- ampliamento rete di distribuzione;
- innovazioni tecnologiche;

Tale piano dovrà essere corredato dal "Programma lavori" e dell'elenco mezzi, attrezzature e apparecchiature che saranno adibite alla gestione del servizio.

Il progetto dovrà contenere i seguenti elaborati:

- Relazione tecnica;
- Capitolato Speciale;
- Indicazioni relative alla qualità e caratteristiche dei materiali e delle apparecchiature che si intendono impiegare, nonché tipo di lavorazione prevista per ogni singolo intervento;
- Programma dei lavori inteso come sequenza degli stessi, ma senza indicazione dei tempi;
- Planimetrie e disegni illustrativi;
- Particolari costruttivi.

Esso diverrà parte integrante della Convenzione - Contratto di servizio e il relativo Capitolato Speciale verrà adottato, ove ritenuto opportuno dal Titolare, quale documento integrativo a quello a base di gara presentato dall'Ente.

L'offerente sulla relazione, dovrà effettuare le più opportune valutazioni circa lo stato delle reti e degli impianti.

Si ribadisce che gli interventi da realizzare, premesso quanto sopra, dovranno essere volti:

- ad aumentare il rendimento, l'efficienza e la sicurezza degli impianti e della rete esistente;
- ad introdurre innovazioni tecnologiche che consentano un miglioramento della qualità e della sicurezza della rete e dei relativi impianti.

Nell'esame delle offerte, saranno altresì valutate nella loro globalità, la qualità e la quantità degli interventi di manutenzione proposti, ed in particolare, le soluzioni idonee a garantire il mantenimento della piena efficienza della rete, nonché le condizioni economiche di trasferimento al Comune, alla scadenza del periodo di affidamento delle reti, degli impianti e delle dotazioni dichiarate reversibili in quanto realizzate, durante il periodo medesimo, ad esclusivo carico del Gestore del servizio. L'incidenza del valore residuo dell'investimento proposto dovrà risultare dal **Piano d'Ammortamento**.

- b) MODALITA' DI GESTIONE QUALITA' E SICUREZZA di cui all'Art. 8. lettera c) del presente disciplinare (ALLEGATO C).

Anche in questo caso l'offerente sulla relazione o progetto relativo, dovrà esplicitare quanto segue:

- le modalità organizzative del servizio che si intende istituire, con particolare riguardo al servizio di pronto intervento e reperibilità, e dell'attrezzatura fruibile in situazioni d'emergenza. In ordine a ciò dovrà essere allegato il "Capitolato per la conduzione e manutenzione della rete e degli impianti";
- quadro riportante gli eventuali scostamenti migliorativi che il Gestore si impegna ad osservare nell'esercizio in questione, rispetto agli standard di qualità del servizio, con riferimento alla Deliberazione dell'AEEG n° 168/04;
- quadro riportante gli eventuali scostamenti migliorativi che il Gestore si impegna ad osservare nell'esercizio in questione, rispetto agli standard di sicurezza e continuità del servizio, con riferimento sempre alla Deliberazione dell'AEEG n° 168/04;
- quanto riterrà di esplicitare in ordine alle proposte modalità di svolgimento del servizio, anche con riferimento alle gestioni attualmente esercite.

BUSTA N. 3 - OFFERTA ECONOMICA E TEMPO D'ESECUZIONE DEGLI INTERVENTI

Nell'apposito plico, sigillato con ceralacca sui lembi di chiusura e controfirmato, in modo intelligibile dal legale rappresentante dell'offerente, recante sul frontespizio il nominativo dell'Impresa/Società offerente e il suo recapito nonché la dicitura "OFFERTA ECONOMICA", dovrà essere inserita fotocopia/e del/i documento/i di identità del/i sottoscrittore/i, in corso di validità (D.P.R. 445/2000).

I documenti da produrre nell'ambito di detta busta dovranno essere redatti in lingua italiana e sottoscritti con firma leggibile e per esteso dal titolare dell'Impresa o dal suo Legale Rappresentante.

La documentazione da inserire deve essere la seguente:

1. Offerta economica ed offerta dei tempi di esecuzione

L'offerta economica ed i tempi di esecuzione delle opere, resi sotto forma di dichiarazioni su carta bollata, dovranno essere redatti secondo l'allegato modello e comunque redatti con i contenuti riportati su detto modello.

3. Relazione a giustificazione dell'offerta

L'Offerente, al fine della verifica della congruità dell'offerta nel suo complesso, dovrà presentare una Relazione che giustifichi la economicità della gestione del servizio e/o le condizioni favorevoli di cui potrebbe godere. Detto documento dovrà essere corredato di un **Piano Economico Finanziario**, relativo all'andamento della gestione del servizio

ART. 10 - Esame dell'offerta

La valutazione e comparazione delle offerte sarà effettuata da una Commissione giudicatrice all'uopo nominata.

La Commissione di gara, il giorno fissato sul bando per l'apertura delle offerte, in seduta pubblica a cui potranno presenziare i legali rappresentanti delle Imprese concorrenti o propri delegati muniti di delega a firma del legale rappresentante, procede:

- a) nella verifica del corretto inoltro del plico (scadenza e sigilli), controllando che contenga i tre plichi previsti, opportunamente sigillati, controfirmati sui lembi di chiusura e con ogni indicazione richiesta e su questi apposta;

- b) quindi all'apertura della busta N. 1 contenente i **“Documenti amministrativi”** per l'ammissione alla gara e della busta N. 2 contenente **“Piano d'investimento – Modalità di gestione”**;
- c) alla verifica della correttezza formale della documentazione prodotta ed in caso negativo alla esclusione dell'Offerente dalla gara;
- d) alla proclamazione dei concorrenti ammessi alla gara.

E' consentita l'ammissione con riserva degli offerenti da parte della Commissione, riserva che dovrà comunque essere sciolta prima che la graduatoria, in considerazione dell'attribuzione dei punteggi fatta, venga rimessa, unitamente ai verbali di gara, all'Amministrazione Comunale e/o al Responsabile del Servizio.

Terminata la fase di cui sopra, i lavori procederanno in seduta riservata, secondo il programma che la Commissione riterrà di fissare.

L'esame della Commissione riguarda in questa fase i documenti di cui alla busta/plico N. 2, attribuendo i punteggi che riterrà congrui, conformemente ai criteri fissati sul presente disciplinare, eventualmente specificati da ulteriori sottocriteri, che la stessa Commissione abbia ritenuto di definire comunque prima dell'apertura delle buste.

Completata anche questa fase, la Commissione procederà in forma pubblica, previa comunicazione a tutti gli Offerenti ammessi alla gara ed alla quale potranno comunque presenziare i Legali rappresentanti delle Imprese invitate o propri delegati muniti di delega a firma del Legale rappresentante, a comunicare i punteggi attribuiti ai vari concorrenti in relazione ai documenti proposti con la busta/plico N. 2, per poi procedere, sempre in seduta pubblica, all'apertura della busta N. 3, verificando la correttezza formale della documentazione prodotta ed in caso negativo alla esclusione dell'Offerente dalla gara, e provvedendo quindi ad attribuire il relativo punteggio.

Verrà quindi determinato il punteggio totale di ogni offerta, quale somma dei vari punteggi assegnati agli elementi di valutazione.

Il punteggio massimo determinerà l'offerta più vantaggiosa.

ART. 11 – Comunicazione di aggiudicazione

La Stazione Appaltante comunicherà all'Offerente che avrà presentato l'offerta giudicata economicamente più vantaggiosa, l'avvenuta aggiudicazione con lettera raccomandata, anticipata via fax, con l'indicazione dei documenti da presentare ed ogni adempimento per addivenire alla stipula del contratto.

ART. 12 – Stipulazione del contratto

Entro il termine indicato sulla lettera di comunicazione di avvenuta aggiudicazione, l'Offerente risultato aggiudicatario dovrà stipulare il contratto, stipula che avverrà presso la Sede dell'Ente.

ART. 13 – Disposizioni finali

Resta inteso che:

- a) è esclusa la possibilità di partecipazione alla gara di una medesima Impresa all'interno di più raggruppamenti e/o riunioni di Imprese, ovvero la contemporanea partecipazione come Impresa singola e come componente di un raggruppamento. In tali ipotesi, si procederà all'esclusione di tutte le offerte presentate in cui sia coinvolta la medesima Impresa;
- b) l'aggiudicazione avverrà anche in presenza di una sola offerta valida e ritenuta conveniente dall'Amministrazione Comunale;
- c) non sono ammesse offerte condizionate o quelle espresse in modo indeterminato, in caso di discordanza tra il prezzo indicato in cifre e quello in lettere, è ritenuto valido quello più vantaggioso per l'Ente;
- d) non si darà corso all'apertura del plico che non risulti pervenuto nei modi indicati o sul quale non siano apposti: il nominativo del mittente, la scritta relativa alla specificazione del servizio oggetto della Concessione, non sia sigillato con ceralacca o non sia controfirmato sui lembi di chiusura;

- e) l'omissione o l'incompletezza, anche formale, di uno solo dei documenti indicati o la mancanza di uno solo dei requisiti prescritti dal bando e dal disciplinare, comporta l'esclusione del concorrente dalla gara;
- f) l'Amministrazione concedente si riserva di non procedere all'aggiudicazione ove nessuna delle offerte pervenute sia ritenuta conveniente;
- g) in caso di decadenza, revoca o rinuncia all'affidamento, sarà in facoltà dell'Ente Appaltante procedere a nuovo affidamento secondo l'ordine di convenienza economica delle offerte presentate, così come rilevabile dal verbale di gara;
- h) la partecipazione alla gara da parte delle Imprese concorrenti, comporta la piena ed incondizionata accettazione di tutte le disposizioni contenute nel bando, nel presente disciplinare, nello schema del contratto di servizio e in ogni altro documento a base di gara;

4.1.2 SCHEMA DI CONTRATTO DI SERVIZIO

Il contratto di servizio è il documento con cui viene ufficializzata e resa attiva la concessione del servizio di distribuzione.

Il Contratto di Appalto del Servizio per lo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 viene stipulato dall'Ente locale (Comune) autorizzato ai sensi dell'art.97 del D.lgs. n.267 del 2000.

Nel contratto di servizio sono stabiliti la durata, le modalità di espletamento del servizio, gli obiettivi qualitativi, l'equa distribuzione del servizio sul territorio, gli aspetti economici del rapporto, i diritti degli utenti, i poteri di verifica dell'ente che affida il servizio, le conseguenze degli inadempimenti, le condizioni del recesso anticipato dell'ente stesso per inadempimento del gestore del servizio.

La redazione di questo documento prevede la trattazione di più argomenti, divisi in articoli specifici, che possono essere oggetto dell'accordo in questione; pertanto in genere il contratto di servizio viene schematizzato in più parti.

Un esempio di stipula può essere effettuata come descritto di seguito :

1) Disposizioni generali

Art.1 – Definizioni

Vengono definiti tutti i vari soggetti, Enti, Leggi e attività che compaiono all'interno del contratto di appalto del servizio (Es: il titolare, il gestore, l'Autorità, il codice di rete, la manutenzione ordinaria e straordinaria, gli interventi di sviluppo, l'offerta,ecc...)

Art.2 – Oggetto del contratto

Nell'oggetto del contratto sono riportate le attività del servizio oggetto di tale convenzione ai sensi della delibera dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 84 del 10 aprile 2002, secondo quanto previsto nell'art.4 ,comma 9.

Art.3 – Corrispettivo per l'affidamento del servizio

Il corrispettivo per l'affidamento del servizio viene espresso in termini di % di VRD (Vincolo sui Ricavi della Distribuzione) secondo quanto offerto in sede di gara dalla società aggiudicataria del servizio, indicandone i termini e tempi di indennizzo.

Art.4 – Principi generali e obblighi di servizio pubblico

In questo articolo si ricorda che il servizio deve essere svolto dal gestore alle condizioni previste dal contratto, in conformità agli indirizzi del titolare (Comune), nel rispetto delle prescrizioni e dei principi contenuti nelle disposizioni legislative e regolamentari vigenti, dei provvedimenti dell'Autorità, dei regolamenti, direttive e raccomandazioni comunitarie, degli accordi internazionali e delle norme tecniche emanate dagli organismi nazionali ed internazionali competenti in materia, a decorrere dal loro effettivo recepimento. Costituiscono inoltre obblighi di servizio quelli risultanti dal Disciplinare per il servizio di distribuzione del gas-naturale e tutti gli obblighi eventualmente assunti con l'offerta di gara.

Art.5 – Obiettivi generali del servizio

Si riportano gli obiettivi che il servizio di distribuzione deve perseguire, come assicurare che il servizio sia svolto con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità, garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio, al fine di assicurare, nel rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità, l'accesso paritario a tutti gli utenti, promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente, ecc...

Art.6 – Consegna delle reti, degli impianti e durata del contratto

Sotto questa voce vengono inseriti la durata del contratto con la sua scadenza, nonché i tempi di consegna della rete oggetto della concessione al suo nuovo gestore.

2) Rapporti tra titolare e gestore

Art.7 – Aggiornamento dello stato di consistenza

Il gestore è obbligato secondo cadenze stabilite a trasmettere al Comune lo stato di consistenza dell'impianto con le variazioni derivanti dalla realizzazione degli interventi di sviluppo.

Art.8 - Realizzazione degli interventi di sviluppo

Regola la realizzazione degli interventi di sviluppo sia previsti dal piano industriale che quelli proposti proprio dal gestore, ricordando di doverne indicare i tempi le modalità di attuazione, la tipologia e le condizioni economiche.

Art.9 – Interventi di manutenzione

Prevede che il gestore ottemperi agli obblighi riguardanti gli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria regolandone la logistica della loro organizzazione e le comunicazioni al titolare relative agli interventi specificandone le cadenze temporali.

Art.10 – Avvalimento di terzi

In questo punto si prevede la possibilità da parte del gestore di potersi avvalere di terzi nello svolgimento di alcune attività oggetto del servizio, prevedendo contratti specifici per avvalersi di questa possibilità.

Art.11 – Obblighi di informazione e di collaborazione

Regola nello specifico i rapporti tra gestore e il Comune compresi le trasmissioni di informazione a cui il concessionario è obbligato.

3) Modalità di svolgimento del servizio

Art.12 – Disposizioni generali

Art.13 – Codice di rete

Prevede che il gestore trasmetta all’Autorità le proposte di aggiornamento del codice di rete (è il codice di rete per la distribuzione, adottato dal Gestore ai sensi dell’articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00) che si rendessero necessarie in ragione del contenuto dell’offerta e delle specificità della gestione e degli impianti, compreso i tempi di trasmissione sia delle proposte di aggiornamento all’Autorità che di risposta alle osservazioni effettuate dal titolare.

Art.14 – Allacciamento dei clienti finali alla rete di distribuzione

Viene menzionato il fatto che il gestore deve realizzare le opere necessarie

all'allacciamento del cliente finale alla rete di distribuzione, secondo i criteri tecnico-economici definiti dall'Autorità.

Inoltre, salvo quanto previsto all'articolo 23, il gestore ha l'obbligo di allacciare alla rete da questi gestita chiunque ne faccia richiesta, purché la capacità della rete e degli impianti lo consenta e le opere necessarie all'allacciamento del cliente finale siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base ai criteri di cui al comma 15.1.

Nel caso in cui sussistano i presupposti di cui al precedente comma, il gestore non può rifiutare di allacciare il cliente finale qualora il cliente finale interessato si impegni a sostenere interamente la realizzazione delle opere necessarie all'allacciamento.

Il gestore deve rendere pubbliche le condizioni tecnico-economiche per l'estensione delle reti in funzione del numero dei richiedenti l'allacciamento e per l'allacciamento.

In caso di rifiuto di allacciare un cliente finale alla rete di distribuzione, il gestore è tenuto a darne comunicazione scritta e motivata al titolare entro un certo periodo dalla richiesta, e al richiedente, entro il termine previsto dai provvedimenti dell'Autorità.

Si riportano inoltre i principi generali in materia di accesso al servizio e quelli riguardanti l'accesso al servizio per sostituzione nella fornitura ai clienti finali.

Art.15 – Erogazione del servizio

Secondo quest'articolo il gestore deve garantire le condizioni di erogazione del servizio contenute nell'offerta, assicurando in ogni caso il rispetto delle condizioni minime previste dall'Autorità. Senza entrare troppo nel dettaglio diciamo che viene ricordato che il gestore deve rendere note le condizioni generali di contratto che regolano l'erogazione del servizio, cosa accade in caso di sospensione del servizio, ecc...

Art.16 – Condizioni economiche per l'erogazione del servizio

Riguarda le opzioni tariffarie sulla base dei provvedimenti dell'Autorità nonché l'obbligo del gestore all'applicazione di tali tariffe previste dall'ambito territoriale di appartenenza.

4) Sicurezza nello svolgimento del servizio

Art.17 – Livelli di sicurezza

Si ricorda l'obbligo del rispetto delle disposizioni vigenti in materia, quindi la garanzia relativa alle condizioni di sicurezza nello svolgimento del servizio previste nell'offerta.

Art.18 – Accertamenti in materia di sicurezza dell'impianto

Regola lo svolgimento e la comunicazione degli accertamenti riguardanti la sicurezza degli impianti di utenza sulla base del regolamento approvato dall'Autorità.

Art.19 – Controlli di esercizio e di manutenzione degli impianti

5) Controlli inadempimenti e sanzioni

Art.20 – Controlli

Prevede il potere da parte dell'Ente locale a svolgere attività di controllo nell'attività del gestore.

Art.21 – Contestazione degli inadempimenti e diffida ad adempiere

Riguarda le modalità e i termini temporali di contestazione degli inadempimenti agli obblighi previsti a cui è soggetto il gestore.

Art.22 – Conseguenze degli inadempimenti

Contempla le conseguenze degli inadempimenti sotto forma di pagamento di penali e/o risarcimento di eventuali danni.

Art.23 – Clausola risolutiva espressa

Prevede i termini e le condizioni secondo le quali si può andare incontro alla risoluzione del contratto di concessione.

Art.24 – Recesso per motivi di interesse pubblico

Il titolare può recedere dal contratto, per rilevanti motivi di interesse pubblico, fatta salva la corresponsione al gestore di una indennità.

Art.25 – Responsabilità nei confronti di terzi

In ogni caso di inadempimento, il gestore tiene indenne il titolare degli oneri sostenuti per risarcimenti o indennizzi a terzi in conseguenza di tali inadempimenti.

Art.26 – Controversie di natura tecnica

Tale punto è molto importante in quanto prevede che le controversie aventi ad oggetto questioni che non determinino l'insorgenza di una controversia, e la cui soluzione richieda un giudizio di natura esclusivamente tecnica, sono sottoposte al giudizio di un esperto indipendente nominato d'accordo tra le parti.

Art.27 – Clausola compromissoria

Le controversie in ordine all'interpretazione e all'esecuzione del contratto vengono in

genere, tramite questa clausola, deferite ad un collegio arbitrale composto da tre membri, di cui uno nominato dal gestore, uno dal titolare e uno dal Presidente del Tribunale nella cui circoscrizione è compreso il territorio del titolare.

Il collegio arbitrale costituito ai sensi del precedente comma giudica secondo diritto.

6) Disposizioni finali

Art.28 – Norme applicabili

Art.29 – Spese contrattuali

4.1.3 *REGOLAMENTO DI UTENZA*

Il regolamento di utenza è una documentazione allegata al contratto di servizio in cui sono stabilite e spiegate una serie di definizioni, documentazioni e procedure che riguardano il rapporto che il nuovo gestore dell'impianto avrà con le utenze, ossia i clienti finali del servizio da lui fornito.

Tale regolamento è di rilevante importanza per gli affidatari del servizio in quanto con la sua sottoscrizione si assicura il corretto trattamento dei clienti finali vincolando la società distributrice al rispetto di norme e procedure necessarie alla fornitura di un servizio efficace e di qualità.

Gli argomenti trattati nel regolamento di utenza possono essere riassunti come riportato nell'esempio che segue:

1) Definizioni

“**Titolare**” è il Comune di

“**Proprietario**” è la società..... istituita dal Titolare ai sensi dell'art.113, comma 13 del D.Lgs. 267/00;

“**Gestore**” è la ditta che stipula con il titolare il contratto di servizio per la distribuzione del gas metano;

“**distributore**”/“**esercente**” è l’esercente che esercita l’attività di distribuzione del gas ed eroga il servizio;

“**esercente**” è il soggetto che eroga il servizio gas;

“**cliente**” è il cliente finale allacciato alla rete di distribuzione ed alimentato in bassa pressione; è altresì il venditore che richiede al distributore, per conto di un proprio cliente finale alimentato o da alimentarsi in bassa o media pressione, l’esecuzione di una prestazione relativa ai servizi gas o ogni altro soggetto che intendendo allacciarsi alla rete di distribuzione, richiede al distributore il preventivo per l’esecuzione di lavori semplici o complessi o la loro esecuzione;

“**cliente finale**” è il consumatore che acquista gas per uso proprio;

“**venditore**” è l’esercente che esercita l’attività di vendita del gas;

“**Autorità**” è l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG), istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;

“**terzi**” sono le persone fisiche o giuridiche terze rispetto all’esercente, escluse le imprese che operano su incarico o in appalto per conto dell’esercente medesimo;

“**Cig**” è il Comitato Italiano Gas;

“**distribuzione**” è l’attività di distribuzione del gas naturale che comprende le operazioni di trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotto locali per la consegna ai clienti finali in affidamento dagli Enti locali;

“**installatore**” è l’impresa che ha eseguito l’installazione, l’ampliamento, la trasformazione o la manutenzione straordinaria dell’impianto di utenza;

“**servizio gas**” è il servizio relativo ad una qualsiasi delle attività di distribuzione, di misura e di vendita del gas a mezzo di reti, o anche relativo a più di una di queste;

“**impianto di distribuzione**” è una rete di gasdotti locali, integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l’attività di distribuzione; l’impianto di distribuzione è costituito dall’insieme dei punti di consegna e/o dei punti di interconnessione, dalla stessa rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza fino ai punti di riconsegna e dai gruppi di misura;

“**rete**” è il sistema di condotte in generale interrate, posate su suolo pubblico o privato che, partendo dai punti di consegna e/o dai punti di interconnessione, consente la distribuzione del gas ai clienti; la rete non comprende gli impianti di derivazione di utenza;

“**condotta**” è l’insieme di tubazioni, curve, raccordi ed accessori uniti tra di loro per la distribuzione del gas;

“**bassa pressione**” (BP) è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto ministeriale 24 novembre 1984 non superiore a 0,04 bar (7a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;

“**media pressione**” (MP) è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto ministeriale 24 novembre 1984 superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (4a, 5a e 6a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;

ecc...

Vengono quindi riportate sotto tale voce le spiegazioni relative a tutta la terminologia riscontrabile all’interno del regolamento di utenza.

2) Principi fondamentali del servizio garantiti dal gestore

In questa parte vengono trattati una serie di principi ai quali il gestore garantisce di attenersi come principio di eguaglianza dei clienti, continuità, partecipazione, cortesia, efficacia, efficienza, economicità, chiarezza e comprensibilità dei messaggi.

3) Limiti della distribuzione

Questa definizione impone che il Gestore eseguirà le opere di allacciamento e distribuirà il gas, nel limite dell'estensione delle reti e della potenzialità degli impianti esistenti, a chiunque ne faccia richiesta scritta e versi il contributo d’allaccio richiesto. Con accettazione del preventivo di allaccio il richiedente si obbliga a sottostare, senza riserve ed eccezioni, alle condizioni di questo Regolamento.

Impone anche che il Gestore ponga ogni cura affinché la fornitura sia effettuata con la massima regolarità, ma non assume alcuna responsabilità per le eventuali interruzioni imprevedibili e per i danni che ne potessero conseguire. In caso di deficienza di quantitativo di gas, dovuta a qualsiasi causa di forza maggiore, il Gestore d’intesa con il Venditore potrà imporre ai consumi ed agli usi le conseguenti limitazioni.

Le sospensioni, interruzioni o limitazioni delle forniture, come pure le oscillazioni di pressione, di potere calorifico, ecc. dovute a qualsiasi causa, non danno alcun diritto al cliente di richiedere rifusioni di danni, rimborso di spese o risoluzioni di contratto.

Il Gestore con l'impegno della fornitura non assumerà alcuna responsabilità verso il cliente o terzi per i danni che eventualmente potessero derivare dal cattivo uso del gas.

Nel caso di richieste d'allacciamento su strade e/o zone sprovviste di condotte a media e bassa pressione, il Gestore accoglierà le domande con riserva di darne comunicazione al Proprietario e al Titolare per le conseguenti decisioni di ampliamento o non della rete.

4) Reti di distribuzione

- a) Le reti di distribuzione comprendono i tubi e rispettivi accessori posati di regola sulle aree pubbliche oppure su aree private.
- b) La posa e l'ampliamento delle reti di distribuzione di regola sono eseguite dal Gestore d'accordo con il Titolare o Proprietario.
- c) La manutenzione dell'intero impianto di distribuzione è ad esclusivo carico del Gestore salvo i casi di guasti provocati direttamente da terzi, nel qual caso il gestore avrà il diritto al risarcimento dei danni.

5) Impianto di derivazione di utenza o allacciamento—costruzione e manutenzione

Per quanto riguarda l'impianto di allacciamento dell'utenza alla rete di distribuzione è necessario fornire le informazioni relative alla sua costruzione, agli oneri e alle responsabilità:

- a) L'esecuzione delle opere di derivazione, fino agli apparecchi di misura compresi, spetta al Gestore che avrà il diritto, nei limiti consentiti, di far pagare al richiedente il contributo d'allaccio in vigore all'atto dell'esecuzione dei lavori.

Anche per le successive modifiche richieste dal cliente o dal proprietario del fondo o del fabbricato, o imposte da ragioni tecniche o provocate dal cliente, saranno dovuti i contributi d'allaccio.

- b) Le tubazioni e gli accessori costituenti la presa, poste sia su suolo pubblico che privato, sono o saranno di proprietà del Proprietario ed il Gestore ne curerà la manutenzione.
- c) Le spese per la manutenzione delle derivazioni sono a carico del Gestore.

d) Il richiedente, in accordo e secondo le indicazioni dei tecnici del Gestore, deve provvedere all'esecuzione delle opere murarie (nicchia con sportello a chiave unificata per collocazione contatore, ecc.).

e) Il richiedente con la sottoscrizione del preventivo autorizza il Gestore ad effettuare lavori di costruzione e di manutenzione della derivazione per i tratti di tubazione posata sul proprio suolo privato.

f) Per la riparazione dei guasti sulle intere derivazioni, provocati da terzi, il Gestore avrà il diritto al risarcimento danni.

g) A chiunque è fatto divieto di manomettere, spostare o modificare le derivazioni o parte di esse.

Ecc...

6) Impianti interni

Gli impianti interni delle abitazioni non ricadono sotto la gestione della società distributrice e quindi è necessario anche in questo caso definirli e regolamentarli.

7) Apparecchiature di controllo e di misura - contatori

Le apparecchiature di controllo e di misura rappresentano il punto di riconsegna presso il quale avviene la fornitura del gas. La loro posa è effettuata dopo l'avvenuto collaudo dell'impianto interno da parte di un installatore in possesso dei requisiti previsti dalla legge. Quindi in questo articolo si menzionano le regole e le responsabilità relative la posa e la messa in esercizio delle apparecchiature assemblate insieme ai misuratori di consumo (contatori) nonché gli eventuali riduttori di pressione nel caso di rete cittadina alimentata in media pressione.

8) Usi del gas

Questa voce richiama l'utilizzo che si fa del gas fornito; infatti si specifica ad esempio che il cliente deve attenersi agli usi dichiarati all'atto della richiesta di fornitura. Vengono inoltre riportate le responsabilità del cliente sull'effettivo utilizzo del gas.

9) Controlli

Al personale del Gestore, o da esso incaricato, devono essere permessi ed agevolati i controlli e le ispezioni alle installazioni interne, le letture degli apparecchi di misura e i

prelievi per analisi, in qualsiasi momento. Si spiegano sempre sotto questa voce le procedure conseguenti alle irregolarità riscontrate.

10) Domanda di allacciamento alla rete di distribuzione del gas

Le richieste di preventivi per allacciamenti vengono fatte dal cliente attraverso procedure predisposte dal Gestore, alle condizioni offerte in sede di gara.

Si stabiliscono inoltre la domanda di allaccio, la richiesta di modificazione per l'aumento della portata, i preventivi di allaccio e la loro durata, gli allacciamenti su aree di nova edificazione, ecc...

11) Contratto di fornitura

La fornitura del gas avviene dopo che il cliente finale avrà stipulato il contratto con un Venditore di sua scelta. Questa viene in genere attivata previa consegna al Gestore da parte del cliente finale della "dichiarazione di conformità" redatta ai sensi della legge 5.3.1990 n. 46. Vengono inoltre stabiliti i termini in caso di disdetta del contratto di fornitura e nel caso di decesso del cliente.

12) Tariffa di distribuzione

La tariffa di distribuzione del gas ai clienti viene applicata in base alle normative di leggi vigenti in materia e determinata con atti successivi dal Gestore e dovrà essere approvata anche dalla competente Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Al momento le tariffe sono determinate ai sensi delle delibere di AEEG n. 237/00 e 170/04 e s.m.i.

13) Condizioni contrattuali di vendita del gas relative a lettura e fatturazione dei consumi, pagamenti della bolletta, morosità e sospensione della fornitura, garanzia, reclami

Riguardo all'oggetto di questo articolo il cliente finale regola il suo rapporto contrattuale con il venditore ai sensi di quanto stabilito con deliberazione di AEEG n 229 del 18-10-01 e s.m.i.

14) Infrazioni – controversie – rispetto del regolamento

Le infrazioni e le controversie sono regolamentate in modo da poter definire in casi in cui si potrebbe verificare la sospensione della fornitura di gas. In genere per tutti gli effetti dei rapporti tra Gestore e Cliente, le parti eleggono domicilio presso la sede del Titolare e riconoscono come soggetto preposto a dirimere contenziosi le Commissioni di Vigilanza e in ultima fase l'Autorità Giudiziaria che ha giurisdizione sul territorio del Titolare.

15)Comunicazioni e reclami

Vi vengono stabiliti le modalità e l'ufficio responsabile a cui rivolgersi in caso di necessità di reclamo e delle comunicazioni in genere.

16)Consigli per il cliente finale

17)Contributi di allacciamento

Si stabiliscono i valori dei contributi a fondo perduto richiesti dal Gestore, con i quali i clienti partecipano alla realizzazione del punto gas da loro richiesto.

Naturalmente i contributi variano a seconda dei casi che si differenziano in base al tipo di allaccio, di contatore, ecc...

4.1.4 DOCUMENTAZIONE INERENTE LA CONSISTENZA DELL'IMPIANTO

In questo paragrafo si riporta tutta la documentazione necessaria alle società distributrici per prendere visione dello stato di consistenza dell'impianto, in modo da poter elaborare una mirata offerta tecnica in fase di progettazione di eventuali ampliamenti e/o potenziamenti

dell'impianto con relativa valutazione dell'offerta economica da offrire nella partecipazione alla gara d'appalto per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione gas-metano a mezzo rete cittadina.

Tale documentazione consta di tutte le componenti costituenti l'impianto comunale tipo a partire dai sistemi di alimentazione più a monte fino alla conta degli allacciamenti delle utenze finali.

A) Impianti primari di decompressione del gas

Ogni impianto di distribuzione del gas-naturale all'interno del territorio comunale è alimentato da un impianto primario di decompressione.

Infatti, la rete di tubazioni, tramite le quali si servono gli utenti finali, sono in genere di due tipologie distinte per classi di pressione di esercizio del gas che viene trasportato al loro interno; si parla quindi di rete in media e rete in bassa pressione.

Gli impianti primari di decompressione (noti anche come cabine principali di primo salto), servono per l'appunto, proprio per poter diminuire la pressione del gas, che arriva dai granti metanodotti nazionali ed internazionali con pressioni che possono toccare anche il tetto dei 70 bar, fino ad un valore tale da poter essere introdotto in sicurezza nella rete di media ad una pressione massima di esercizio di 5 bar, classificata, dal D.M. 24/11/1984 come condotta di IV SPECIE.

La pressione in ingresso negli impianti di decompressione primaria dipende dalla *specie* (così sono classificati i metanodotti, in base alla loro pressione di esercizio) delle condotte che trasportano il gas fino ad essi, mentre la pressione subito in uscita dall'impianto è regolabile dal gestore dell'impianto in base alle necessità. L'impianto primario di decompressione viene installato all'interno di un manufatto (*cabina di decompressione*) in genere realizzata in cemento armato ; un impianto tipo consta in genere delle seguenti componenti e caratteristiche:

- il gas in arrivo da monte subisce un primo trattamento all'interno di un sistema di filtraggio per eliminare le eventuali impurità;
- l'impianto è predisposto su 2 o più linee di riduzione, ciascuna della stessa portata, misurata in St.mc/h (standard metri cubi/ora);

- le linee di riduzione e quindi i riduttori risultano tarati con pressione di regolazione a cascata, e se non è necessario all'alimentazione, non tutte devono essere obbligatoriamente messe in esercizio, ma vengono fatte intervenire solo in caso di blocco di una delle altre linee di normale esercizio (blocco o per avaria o per manutenzione);
- le apparecchiature risultano tutte predisposte per ricevere gas-metano fino alla pressione massima di 70 bar (da metanodotto di prima specie);
- l'impianto contiene delle caldaie per il preriscaldamento del gas regolarmente attive e preriscaldano il gas-metano prima che sia portato alla riduzione della pressione, in quanto il gas, nella espansione prende energia e quindi calore dall'esterno e quindi al fine di evitare il congelamento, il gas viene preriscaldato ;
- a valle dei riduttori è installata una valvola di sicurezza per lo sfioro nell'atmosfera di eventuali sovrappressioni.
- a valle della misura è installata una apparecchiatura di odorizzazione costituita da un serbatoio posto in parallelo alla tubazione e da un dispositivo di dosaggio dell'odorizzante. In questo modo il metano, inodore, acquista il caratteristico odore che permette di essere sentito in caso di eventuali fughe quando la sua concentrazione nell'aria è ancora molto lontana dai limiti di pericolosità.
- all'interno dell'impianto di decompressione principale, viene installato un impianto di telecontrollo

Successivamente il metano viene immesso nella rete di trasporto a media pressione (Feeder) che porta il gas fino alle sottostazioni di decompressione. Parte all'interno dei centri abitati.

Di seguito si riportano delle foto ed uno schema in assonometria a scopo illustrativo di una cabina di decompressione di primo salto.

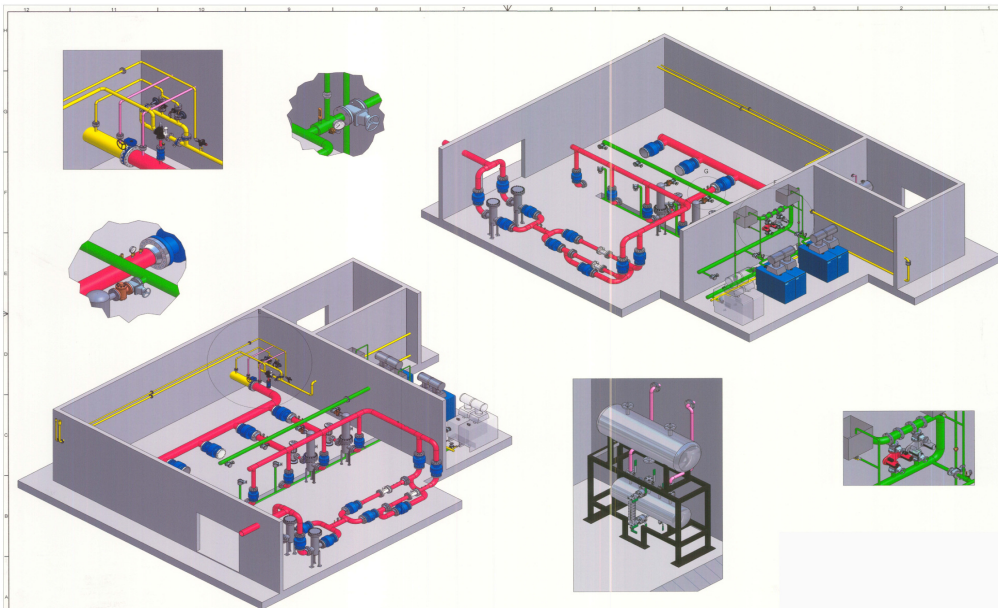
Figura 4.1. Cabina di decompressione-esterno tipo



Figura 4.2. Cabina di decompressione-interno tipo



Figura 4.3. Assonometria



B) Impianti secondari di decompressione del gas

A valle degli impianti primari di decompressione del gas (cabina di decompressione principale) si snoda la rete di alimentazione in media pressione.

In molto comuni, le utenze finali (anche quelle di tipo domestico) sono alimentate esclusivamente dalla rete in media pressione (massima pressione di esercizio, 5 bar).

In questo modo però, poiché le utenze domestiche (a differenza di quelle industriali) devono essere servite, per legge, da pressioni che vanno dai 0,02 a 0,04 bar, è necessario predisporre

un riduttore di pressione per ogni singolo allacciamento d'utenza poiché gli utilizzatori domestici non possono essere alimentati da gas con pressione superiore a 0,04 bar.

Un altro inconveniente, dovuto al trasporto di gas a pressioni fino a 5 bar, all'interno dei centri abitati è la maggiore pericolosità a cui vengono esposti gli abitanti; infatti, come si è già più volte verificato, il gas distribuito con pressioni così alte, tende maggiormente ad incanalarsi, in caso di perdita di gas dalla rete, nelle tubazioni degli altri servizi (come la rete fognaria) risalendo tramite le tubazioni (a causa del minor peso del gas rispetto all'aria) fino ad arrivare all'interno delle abitazioni.

Per i motivi appena esposti ha preso, nel tempo, sempre più piede l'installazione (a valle della rete di media pressione) degli impianti secondari di decompressione del gas (noti anche come *gruppi di riduzione di secondo salto*).

Da questa seconda ulteriore decompressione, parte la rete di distribuzione in bassa pressione, con pressioni comprese tra 0,02-0,04 bar. Il gruppo di riduzione di secondo salto viene definito come il complesso assieme degli apparecchi (riduttori, regolatori, dispositivi di blocco, valvole di intercettazione, ecc.) e delle tubazioni, tronchetti, curve, flange, che servono per il collegamento, avente, quale funzione essenziale, quella di decomprimere il gas canalizzato nel Feeder (rete di media) da una pressione variabile di monte (a causa delle perdite di carico) ad una pressione di valle ridotta e regolata a valori richiesti per il buon funzionamento degli apparecchi utilizzatori dell'utenza.

L'apparecchiatura, viene sempre ubicata in posizione sicura e favorevole ed è costituita essenzialmente da :

- a)- riduttore regolatore di pressione (monitor) ;
- b)- riduttore regolatore di pressione (regolante) ;
- c)- valvola di blocco incorporata ;
- d)- valvola di sfioro per smaltire nell'atmosfera eventuali piccole sovrappressioni ;

L'apparecchiatura in genere viene installata fuori terra, in apposito armadio di protezione in lamiera poggiato su basamento in calcestruzzo cementizio.

La potenzialità dei gruppi di riduzione viene prevista in base ai consumi previsti nelle condizioni di massima punta oraria.

A scopo illustrativo si riportano le foto di dell'armadio di protezione e del gruppo di riduzione contenuto al suo interno:

Figura 4.4. Armadio di protezione



Figura 4.5. Gruppo di riduzione



C) Impianti di protezione catodica delle strutture in acciaio interrate

La maggior parte delle tubazioni, costituenti le reti di distribuzione di gas-naturale, sono di materiale metallico, il quale a contatto con il terreno da cui è ricoperto, è soggetto a corrosione, ossia un fenomeno fisico-chimico che avviene con degradazione di uno o più metalli in contatto con un certo ambiente e che comporta la presenza simultanea di due reazioni, una anodica di ossidazione e una catodica di riduzione.

Quando un metallo è a contatto con un elettrolita (acqua, terreno, umidità ecc.) assume un potenziale elettrico, determinato dalle reazioni chimiche citate, il cui valore dipende dal metallo e dall'elettrolita. Due metalli diversi a contatto elettrico fra loro e immersi in un elettrolita, assumendo due valori diversi di potenziale, provocano il flusso di una corrente elettrica spontanea che tende a condurre i potenziali naturali dei due metalli verso uno stesso valore detto potenziale misto o di corrosione.

La circolazione di corrente nel metallo avviene a livello elettronico, mentre nell'elettrolita avviene mediante migrazione ionica connessa alle reazioni di ossidoriduzione, con disgregazione del metallo con potenziale naturale più anodico.

Fornendo dall'esterno alla coppia di metalli una corrente elettrica si provoca forzatamente una variazione del potenziale misto inducendo una sovratensione. Se questa sovratensione è tale da rendere il potenziale di un metallo più elettronegativo di quello che è il suo potenziale di ossidoriduzione, non esiste più la possibilità che il metallo si corroda.

Su questo concetto si basa la protezione catodica che consiste appunto nella realizzazione di un impianto in grado di condurre il potenziale delle strutture a valori di immunità.

Un impianto di protezione catodica è pertanto costituito da una sorgente di corrente continua, che può essere un alimentatore catodico, un anodo galvanico o un drenaggio, collegata alla struttura.

Nel caso di un impianto con alimentatore, sarà necessario installare, a servizio dello stesso, anche un dispersore che andrà immerso nello stesso elettrolita in cui è posata la struttura, per garantire il flusso ionico della corrente di protezione.

L'impianto di protezione catodica andrà completato con un sistema di monitoraggio per il controllo del livello di protezione, infatti i valori di differenza di potenziale che possono variare nel corso d'esercizio, sono controllabili tramite appositi cavetti collegati alla condotta e le cui estremità sono portate in cassetture esterne per effettuare le misurazioni con apparecchi mobili.

Il dimensionamento e l'ubicazione dell'alimentatore catodico, viene determinato dopo un apposito studio ad avvenuta costruzione della rete in base ai seguenti elementi :

- superficie totale della tubazione da proteggere in funzione dei diametri e delle lunghezze ;
- isolamento elettrico della condotta rispetto al terreno entro il quale è collocata;

-condizioni dei terreni attraversati, in ordine alla sua resistività, alla presenza delle correnti vaganti ed alla natura ed intensità delle stesse ed, infine, all'eventuale presenza di altre strutture metalliche nel sottosuolo.

Figura 4.6. Impianto di protezione catodica



D) Planimetria dei tracciati delle condotte esistenti in media e bassa pressione

Il criterio seguito dalla distribuzione del gas a mezzo rete a media pressione opportunamente connessa con quella a bassa pressione, rappresenta il metodo più vantaggioso ed elastico che si conosca.

Oltre alla descrizione degli impianti di alimentazione della rete (di cui sopra), è necessario fornire alle società distributrici partecipanti alla gara, il tracciato delle condotte esistenti

riportando i diametri e i materiali che le caratterizzano e la pressione di esercizio a cui sono sottoposte.

Infatti, come già accennato, la rete di distribuzione cittadina si compone di condotte in media (max bar) e bassa pressione (0,02-0,04 bar).

La fornitura di tali informazioni è fondamentale per quelle società che hanno intenzione di basare le loro offerte (offerte tecniche) su nuove proposte progettuali in modo da apportare un pregio tecnico superiore all'impianto oggetto della gara come ad esempio la verifica della rete dal punto di vista delle pressioni di esercizio e del valore residuo di trasporto delle reti.

Si riporta come esempio il tracciato delle condotte esistenti di un comune tipo.

E) Elenco degli allacci interrati agli utenti

E' classificato allaccio interrato, la tubazione che dalla tubazione stradale porta il gas fino al punto fuori terra, che di solito esce dal sottosuolo in corrispondenza della recinzione o in un punto vicino al fabbricato da alimentare a gas-metano.

Nel nostro ipotetico studio abbiamo preso a riferimento un numero di allacciamenti interrati pari a

Tra i documenti di gara deve essere comunque fornito un elenco dettagliato di utenti allacciati alla rete cittadina.

Tale elenco deve riportare nome dell'utente, ubicazione dell'allaccio, diametro della tubazione, lunghezza ecc. ecc.

F) Elenco dei clienti finali allacciati alla rete del gas (con contratto attivo)

Come sopra deve essere inserito, negli elaborati di gara, l'elenco completo degli utenti allacciati alla rete gas, ma con contratto attivo.

G) Elenco dei misuratori del gas installati (misuratori gas-metano su utenti con contratto attivo, misuratori sigillati, ecc...)

Anche in questo caso deve essere fornito ai concorrenti all'appalto per il riaffidamento della concessione, un elenco completo di tutti i misuratori installati presso gli utenti o clienti finali.

H) Tabella riepilogativa della consistenza dell'impianto

Si riporta una tabella riassuntiva degli elementi che costituiscono un impianto tipo a cui si farà riferimento, a scopo di esempio, nella stima di massima del punto I) che segue.

COMPONENTI	N° o ml
-------------------	----------------

Cabina di riduzione di 1°salto	1
Gruppo di riduzione di 2°salto	6
Rete in media e bassa pressione	28.247
Contatori	3.125
Allacci	3.125

I) Stima dell'impianto esistente (valore residuo dell'impianto)

Per fornire un'idea abbastanza precisa sul modo di procedere nella determinazione del valore dell'impianto oggetto di riaffidamento, si riporta di seguito uno stralcio di stima industriale eseguita per un Comune tipo.

A seguito della Delibera di indirizzo del Comune di in data, è stato predisposto il presente elaborato di stima.

L'esempio di studio riguarda la determinazione dell'indennità globale da corrispondere al Concessionario uscente per l'interruzione del contratto di concessione in corso di validità, ai sensi del D. Leg.vo 164/2000.

Il riscatto anticipato del servizio di distribuzione del gas-metano nel territorio comunale di, viene esercitato in quanto previsto dal contratto di concessione del servizio (Art. ...), tra il Comune di e la società Concessionaria, il tutto nei termini stabiliti dal T.U. 15/10/1925 n° 2578 Art. 24.

Il metodo seguito e nel seguito riportato, è quello della ricostruzione a nuovo dell'impianto esistente, ovvero del costo per la ricostruzione a nuovo dell'intero impianto, utilizzando prezzi correnti che tengono conto delle dimensioni complessive dell'impianto per le economie di scala conseguibili, nonché della specificità e tipicità del territorio nel quale è installato l'impianto.

Tale costo di ricostruzione dovrà contenere l'insieme dei costi che si dovrebbero sostenere per acquistare materiali, porre in opera i materiali nonché la messa in funzione degli impianti stessi nelle normali condizioni di funzionamento.

Nelle tabelle che seguono, il costo per la ricostruzione a nuovo dell'intero impianto, è stato determinato dallo stato di consistenza dell'impianto alla data del 31/12/2008.

Mentre il valore di stima industriale attuale è stato determinato dal valore della ricostruzione a nuovo dell'impianto con applicazione di un coefficiente annuo di deprezzamento legato all'invecchiamento fisico e tecnico dell'impianto stesso (OBSOLESCENZA).

L'entità del deperimento del cespite in esame è stato determinato considerando la vita media dello stesso, periodo di vita media del bene è quello nel corso del quale il bene può essere economicamente utilizzato.

La vita media riconosciuta ed applicata per ogni cespite costituente l'intero impianto, è stata desunta dalla tabella riportata all'interno della delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, n° 222 del 2002.

Il concetto di vita media del Cespite comprende anche effetti di carattere economico, determinati da vari fattori, quali ad esempio gli incrementi dei consumi, delle innovazioni tecnologiche, le evoluzioni di situazioni operative, ecc..

La tabella dei valori di vita media utilizzati per la determinazione del valore di stima del presente ipotetico impianto, è la seguente:

Tabella 4.2. Vita utile elementi costitutivi del'impianto

CESPITE	VITA UTILE MEDIA (ANNI)
TERRENI	ILLIMITATA
FABBRICATI INDUSTRIALE	50
APPARECCHIATURE CABINA 1° SALTO	20
GRUPPI DI RIDUZIONE 2° SALTO	20
GRUPPI DI RIDUZIONE PER UTENZA	20
TUBAZIONI IN ACCIAIO	50
ALLACCI INTERRATI	50
MISURATORI GAS	25

La legge del degrado adottata si avvale del criterio del degrado lineare, espresso dalla formula:

$$Cd = \frac{Vm - e}{Vm}$$

Vm

dove:

Cd = Coefficiente di Degrado;

Vm = Vita Media

e = Età del Cespite

Il coefficiente di degrado è stato poi corretto applicando un coefficiente correttivo da zero ad 1, stimato dal tecnico professionista, determinato sulla base di quanto potuto osservare sullo stato di conservazione delle parti costituenti l'impianto.

Tale coefficiente (Stato di Conservazione) è legato agli interventi fatti sul bene per la sua conservazione nel tempo in termini di corretta manutenzione, rinnovi ecc.

Il valore del coefficiente applicato va da un valore di 0,80 a 0,90 così come riportato sulle tabelle che seguono.

Se, come nel nostro ipotetico impianto in esame, vi sono stati contributi pubblici alla realizzazione dell'impianto, al valore di stima deve essere detratto il valore relativo ai contributi concessi da Enti Pubblici e Privati.

CONSISTENZA DEGLI IMPIANTI

La determinazione analitica della consistenza degli impianti, è stata desunta, dai dati disponibili presso gli uffici del Comune, risultanti da atti deliberativi ufficiali.

Come esempio si riportano i dati relativi alla consistenza presa a base di calcolo della presente STIMA DI MASSIMA:

Tabella 4.3. Cronologia e quantità relative alla consistenza dell'impianto

COMUNE DI (STIMA IMPIANTO)														
	CABINA		RETE							GRUPPI DI RIDUZIONE				REALIZZATO DA
	OPERE EDILI	APPAREC.	DN 65	DN 80	DN 100	DN 125	DN 150	DN 200	TOT.	300 sf.mc/h	500 sf.mc/h	800 sf.mc/h	TOT.	
			ml	ml	ml	ml	ml	ml	ml	ml	n	n	n	
PROGETTO 1984				2.647	4.783	2.959	18.054	1.776	30.219					
ANNO DI POSA														
1984									-					-
1985									-					-
1986									-					-
1987									-					-
1988	1	1		2.494	5.735	2.484			10.713		1	2	3	784/80
1989					2.044	2.955	380		5.379		1	1	2	784/80
1990					3.500	175	195		3.870			1	1	784/81
1990				780	1.220				2.000					CONCESSIONARIA
1991			140	2.105	2.100	270	1.670		6.285					CONCESSIONARIA

Tabella 4.4. Cronologia e quantità relative alla consistenza dell'impianto

COMUNE DI (STIMA IMPIANTO)															
DIAMETRO	DIRAMAZIONI			ALLACCI			MISURATORI						PROT. CATODICA	NOTE	
	n.	ml		n.	colonne mont. ml/kg	P.Gas n	G4 n	G6 n	G10 n	G16 n	G25 n	G40 n			G65 n
PROGETTO 1984															
ANNO DI POSA															
1984															
1985															
1986															
1987															
1988	200	1.000		300	10.000	400									784/80
1989	221	1.105		375	25.000	475	800	75							784/81
1990	130	650		625	25.600	800	500	50							2 784/82
1990				642			375								CONCESSIONARIA
1991	500	500		200		300	290	10							CONCESSIONARIA
1992	20	200		133		200	190	10							CONCESSIONARIA
1993	20			100		200	200								CONCESSIONARIA
1994	20			100		100	98	2							CONCESSIONARIA
1995	20			80		80	75	5							CONCESSIONARIA
1996	10			80		80	78	2							CONCESSIONARIA
1997	10			80		80	73	7							CONCESSIONARIA
1998	10			70		70	65	5							CONCESSIONARIA
1999	10			60		60	60								CONCESSIONARIA
2000	10			50		50	43	7							CONCESSIONARIA
2001	10			30		30	27	3							CONCESSIONARIA
2002	10			30		30	25	5							CONCESSIONARIA
2003	10			25		25	20	5							CONCESSIONARIA
2004	10			20		20	20								CONCESSIONARIA
2005															CONCESSIONARIA
2006															CONCESSIONARIA
2007															CONCESSIONARIA
2008															CONCESSIONARIA
TOTALE	1.221	3.455	-	3.000	60.600	3.000	-	2.939	186	-	-	-	-	-	2

I dati, divisi per anno di realizzazione, inseriti nelle tabelle sopra riportate, sono stati desunti dalle contabilità ufficiali depositate c/o il Comune.

Relativamente alla intera rete (condotte) realizzata, essa è pari a ml. 28.247.

La presente perizia prende in considerazione ml. 28.247,00 di condotte esercite in media e bassa pressione.

CALCOLO VALORE DI STIMA

1) RETE DI ALIMENTAZIONE E DISTRIBUZIONE

E' stato calcolato il costo della ricostruzione a nuovo della intera rete, applicando i prezzi correnti.

I prezzi correnti applicati tengono conto della fornitura di tutti i materiali e tutte le prestazioni occorrenti per la realizzazione dell'opera a regola d'arte e perfettamente funzionante, comprendente quindi:

- Scavi, rinterrati e ripristini
- Fornitura e posa tubazioni
- Collaudi e messa in esercizio
- Quota relativa a: valvole, pozzetti, protezione catodica, ecc.,ecc.;
- Spese generali, tecniche e utile d'impresa
- Quanto altro necessario per dare l'opera perfettamente funzionante ed a regola d'arte;

I coefficienti correttivi sono quelli riportati sulla TAB."A";

I coefficienti 0,74 e 0,26 sono stati desunti dal quadro finale di realizzazione dell'opera ai sensi della Legge 784/80, dove l'intervento del Concessionario è stato indicato pari al 26% dell'intero finanziamento ammesso.

In pratica consideriamo che c'è stato un finanziamento pubblico per la realizzazione dell'impianto, di conseguenza nel nostro presente studio di stima consideriamo una detrazione del contributo pubblico dalla somma da riconoscere al Concessionario uscente.

2) ALLACCIAMENTI ALLE UTENZE

E' stato calcolato il costo della ricostruzione a nuovo con lo stesso concetto applicato per il precedente punto 1) (rete) con le precisazioni riportate nella TAB. "C" allegata;

3) GRUPPI DI RIDUZIONE FINALI

Il metodo di calcolo della stima è stato quello seguito per il punto 1) (rete);

I gruppi sono stati considerati ipoteticamente in numero di 6 (sei) e sono tutti inseriti nel progetto di cui alla Legge 784/80 e quindi con finanziamento pubblico.

4) MISURATORI

Il metodo di calcolo della stima è stato quello seguito per il punto 1) (rete);

5) TERRENI

Relativamente al terreno sul quale insiste il fabbricato cabina, esso ipoteticamente viene considerato già di proprietà del Comune e quindi non soggetto a stima.

6) FABBRICATO E RECINZIONE

Il valore del fabbricato e della recinzione è stato ipoteticamente considerato di valore pari a Euro 90.000= (Novantamila) (ricostruzione a nuovo).

	DN125			DN150		
	Valore di ricostruzione a nuovo EURO	Valore residuo EURO	ml	Valore di ricostruzione a nuovo EURO	Valore residuo EURO	ml
70,00			78,00			
I	173980	104328		0	0	
34	206850	128247	380	29840	18376,8	
35	12250	7810	195	15210	9734,4	
5						
14	€ 392.980,00	€ 240.415,00	575	€ 44.850,00	€ 28.111,20	
0	18900	12474	1670	130260	85971,6	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
	0	0		0	0	
270,00	18.500,00	12.474,00	1.670,00	130.260,00	85.971,60	
884,00	411.880,00	252.889,00	2.245,00	175.110,00	114.082,80	

Esempio di stima su un impianto parzialmente finanziato con contributo pubblico

COMUNE DI _____							
Allacc. L. 784/80 Pr. Uni. € 210.00				Allacc. Concess Pr. Uni. € 160.00			
vita media	anno	coeff. di degrado	allacci	Valore di ricostruzione a nuovo	Valore residuo	Coeff. Correttivo	Valore residuo corretto
50	1988	0.600	300	€ 63.000.00	€ 37.800.00	1	€ 37.800.00
50	1989	0.620	375	€ 78.750.00	€ 48.825.00	1	€ 48.825.00
50	1990	0.640	625	€ 131.250.00	€ 84.000.00	1	€ 84.000.00
totale 784/80			1.300	€ 273.000.00	€ 170.625.00		€ 170.625.00
50	1990	0.640	742	€ 118.720.00	€ 75.980.80	0.2	€ 15.196.16
50	1991	0.660	200	€ 32.000.00	€ 21.120.00	0.2	€ 4.224.00
50	1992	0.680	133	€ 21.280.00	€ 14.470.40	0.2	€ 2.894.08
50	1993	0.700	100	€ 16.000.00	€ 11.200.00	0.2	€ 2.240.00
50	1994	0.720	100	€ 16.000.00	€ 11.520.00	0.2	€ 2.304.00
50	1995	0.740	80	€ 12.800.00	€ 9.472.00	0.2	€ 1.894.40
50	1996	0.760	80	€ 12.800.00	€ 9.728.00	0.2	€ 1.945.60
50	1997	0.780	80	€ 12.800.00	€ 9.984.00	0.2	€ 1.996.80
50	1998	0.800	70	€ 11.200.00	€ 8.960.00	0.2	€ 1.792.00
50	1999	0.820	60	€ 9.600.00	€ 7.872.00	0.2	€ 1.574.40
50	2000	0.840	50	€ 8.000.00	€ 6.720.00	0.2	€ 1.344.00
50	2001	0.860	30	€ 4.800.00	€ 4.128.00	0.2	€ 825.60
50	2002	0.880	30	€ 4.800.00	€ 4.224.00	0.2	€ 844.80

(STIMA)										
IMPIANTO L. 784/80					IMPIANTO CONCESSIONARIO					TOTALE
Idio	Stato di conserv.	Valore stima	devoluzione gratuita	Valore di riscatto	Valore di ricostruzione a nuovo	Valore residuo	Stato di conserv.	Valore di riscatto	Valore di riscatto	
		EURO	74.00%	28.00%	EURO	EURO		EURO	EURO	EURO
		-	-	-						-
00.00	0.80	43.200.00	31.968.00	11.232.00						11.232.00
-	0.80	-	-	-						-
32.00	0.80	646.761.60	478.603.58	168.158.02	543.015.00	355.883.50	0.80	284.706.80		452.864.82
00.00	0.80	1.680.00	1.243.20	436.80						436.80
25.00	0.80	138.500.00	101.010.00	35.490.00	292.000.00	41.155.84	0.80	32.924.67		68.414.87
00.00	0.90	23.220.00	17.182.80	6.037.20	119.610.00	50.545.60	0.90	45.491.04		51.528.24
77.00		€ 808.161.60	€ 598.099.58	€ 210.122.02	€ 954.625.00	€ 447.594.94		€ 363.122.51		€ 573.244.53

J) Modalità di indennizzo al Concessionario uscente

Come già sopra detto, in occasione della descrizione del Decreto Letta, stabilito il valore residuo dell'impianto (con stima industriale come sopra descritto) il Concessionario entrante deve procedere al rimborso, al Concessionario uscente, del valore residuo così come sopra calcolato.

Tale metodo di rimborso deve essere previsto nel DISCIPLINARE DI GARA.

Ad esempio “prima della firma del contratto di Concessione, il Concessionario entrante dovrà essere in possesso della dichiarazione liberatoria ove il Concessionario uscente dichiara di esser stato completamente rimborsato della somma calcolata come valore residuo dell'impianto, non ancora ammortizzato”.

Ci sono Comuni (Committenti) che provvedono direttamente a indennizzare il Concessionario uscente, anche in questo caso, tale scelta sarà chiaramente riportato nel disciplinare di gara ed in tal caso il Comune riceverà, nel corso degli anni di Concessione (max 12 anni) un CANONE DI CONCESSIONE PIU' ALTO.

4.1.5 ELENCO DEI PREZZI UNITARI DA APPLICARE PER LA DETERMINAZIONE DI EVENTUALI ESTENSIONI E POTENZIAMENTO DELL'IMPIANTO SU PROPOSTA DI ULTERIORI INVESTIMENTI DA PARTE DEL CONCORRENTE IN SEDE DI GARA

Come già accennato nel paragrafo dedicato al Disciplinare, sono previsti a base di gara dei punteggi da assegnare per gli investimenti proposti dai partecipanti alla gara, relativi allo sviluppo ed al potenziamento delle reti esistenti.

Quindi, per poter quantificare l'investimento proposto dai vari concorrenti è necessario disporre di un unico elenco dei prezzi unitari in modo da uniformare tutte le offerte e poter, in questo modo, effettuare una migliore valutazione, da parte della Commissione aggiudicatrice per l'assegnazione dei punteggi.

Si riporta di seguito, a scopo di esempio, un elenco dei prezzi unitari tipo, con tutte (o quasi) le voci che riguardano i materiali e l'esecuzione di lavori che concorrono alla realizzazione di un impianto di distribuzione di gas-naturale nell'ambito comunale, quindi contenente lo scavo ed il reinterro su strada asfaltata, banchina e in campagna, la fornitura di tutti i materiali, il ripristino della pavimentazione stradale in ogni suo strato o componente, la posa delle tubazioni o altre apparecchiature, la realizzazione degli allacciamenti, l'installazione di nuove cabine o gruppi di riduzione, l'avviamento e attivazione dell'impianto, ecc ...

Num.Ord. TARIFFA	DESCRIZIONE DELL'ARTICOLO	unità di misura	PREZZO UNITARIO
Nr. 1 001	<p>Scavo e reinterro in campagna fino a profondità di ml. 1,00</p> <p>Scavo in campagna a sez. obbligata per posa condotte, eseguito con mezzo meccanico, e/o a mano quando richiesto, alla profondità massima di ml 1,00, misurata sulla generatrice superiore del tubo e della larghezza media non inferiore a ml 0, 40, di materiale di qualsiasi natura e consistenza, asciutte o bagnate, COMPRESO LO SCAVO IN ROCCIA DI QUALSIASI NATURA E CONSISTENZA, TROVANTI IN PIETRA, RELITTI DI MURATURE, CLS,..ECC..., avendo cura di tenere distinto lo strato di terreno coltivato da quello sottostante, e ove la posa della condotta avviene su proprietà privata, lo scavo dovrà essere eseguito con mezzi idonei, possibilmente con escavatori non superiori a 30 q.li</p> <p>Reinterro con materiale proveniente da cave o con materiale di risulta se ritenuto idoneo, da effettuarsi nel rispetto degli strati preesistenti allo scavo e sistemazione del sito.</p> <p>euro (sette/35)</p>	ml	7,35
Nr. 2 002	<p>Scavo e reinterro in campagna fino a profondità di ml. 1,50</p> <p>Scavo in campagna a sez. obbligata per posa condotte, eseguito con mezzo meccanico, e/o a mano quando richiesto, alla profondità massima di ml 1,500, misurata sulla generatrice superiore del tubo e della larghezza media non inferiore a ml 0, 40, di materiale di qualsiasi natura e consistenza, asciutte o bagnate, COMPRESO LO SCAVO IN ROCCIA DI QUALSIASI NATURA E CONSISTENZA, TROVANTI IN PIETRA, RELITTI DI MURATURE, CLS,..ECC..., avendo cura di tenere distinto lo strato di terreno coltivato da quello sottostante, e ove la posa della condotta avviene su proprietà privata, lo scavo dovrà essere eseguito con mezzi idonei, possibilmente con escavatori non superiori a 30 q.li</p> <p>Reinterro con materiale proveniente da cave o con materiale di risulta se ritenuto idoneo, da effettuarsi nel rispetto degli strati preesistenti allo scavo e sistemazione del sito.</p> <p>euro (dieci/50)</p>	ml	10,50
Nr. 3 003	<p>Scavo e reinterro su strada bianca e banchina.</p> <p>Scavo a sez. obbligata per posa condotte eseguito con mezzo meccanico e/o mano quando necessario, su strada bianca e banchina fino ad una profondità di ml 1,00 e per piccoli tratti (max 10,00 ml) anche fino alla profondità di mt. 2,00 e della larghezza media non inferiore a ml 0,30, di materiale di qualsiasi natura e consistenza, asciutte o bagnate COMPRESO LO SCAVO IN ROCCIA DI QUALSIASI NATURA E CONSISTENZA, TROVANTI IN PIETRA, RELITTI DI MURATURE, CLS,..ECC..., compresa la foratura di spalle, piedritti, archi di ponte, muri di canali e quant'altro necessario con successivo ripristino a regola d'arte, la rimozione la rimessa in opera di paracarri, pali di cartelli, segnali od altro, compresa la formazione di buche ed allargamenti dello scavo per saldature in opera od installazione di pezzi speciali o valvole, compresa la formazione di accessi provvisori e carrai e quant'altro necessario.</p> <p>Reinterro e compattamento da effettuarsi con materiale di risulta, se ritenuto idoneo o con materiale arido di nuova fornitura, compreso il trasporto a rifiuto e smaltimento a pubblica discarica autorizzate a qualsiasi distanza, compreso il ripristino con stabilizzato per uno spessore non inferiore a cm 20 di misto in natura e da uno strato non inferiore a cm 3 a saturazione, manutenzione fino al collaudo del piano viabile rifatto, il tutto perfettamente raccordato alla pavimentazione esistente</p> <p>euro (quindici/75)</p>	ml	15,75
Nr. 4	Scavo e reinterro su strada bianca e banchina.		

Num.Ord. TARIFFA	DESCRIZIONE DELL'ARTICOLO	unità di misura	PREZZO UNITARIO
Nr. 6 006	<p>Scavo e reinterro su strada asfaltata.</p> <p>Scavo a sez. obbligata per posa condotte eseguito con mezzo meccanico e/o mano quando necessario, su strada asfaltata comunale, provinciale o statale fino ad una profondità di ml 1,50 e per piccoli tratti (max 10,00 ml) anche fino alla profondità di mt. 2,00 e della larghezza media non inferiore a ml 0,30, di materiale di qualsiasi natura e consistenza, asciutte o bagnate COMPRESO LO SCAVO IN ROCCIA DI QUALSIASI NATURA E CONSISTENZA, TROVANTI IN PIETRA, RELITTI DI MURATURE, CLS,..ECC..., compreso la demolizione di pavimentazioni stradali e relativi sottofondi, eseguiti con idonei mezzi (macchine a disco, a lame battenti, friatrici, etc.) compreso l'accatastamento dei materiali riutilizzabili e quant'altro necessario.</p> <p>Sono compresi la foratura di spalle, piedritti, archi di ponte, muri di canali e quant'altro necessario con successivo ripristino a regola d'arte, rimozione e rimessa in opera di paracarri, pali di cartelli, segnali od altro, compresa la formazione di buche ed allargamenti dello scavo per saldature in opera od installazione di pezzi speciali o valvole, compresa la formazione di accessi provvisori e carrai e quant'altro necessario.</p> <p>Reinterro e compattamento da effettuarsi con materiale di risulta o con materiale arido di nuova fornitura, compreso il trasporto a rifiuto e amattamento a pubblica discarica autorizzate a qualsiasi distanza. (da liquidarsi a parte).</p> <p>Formazione del sottofondo lungo le trincee scavate, per pavimentazione in conglomerato bituminoso od altro, composta di uno strato non inferiore a cm 15 di materiale arido compattato, compreso lo scavo del cassetto, della profondità sufficiente a contenere il sottofondo e la pavimentazione in asfalto e l'asporto del materiale scavato.</p> <p>Fondazione in conglomerato bituminoso sabbio ghiaioso pezzatura 5-15 mm per bynder con bitume penetrazione 80/100, compresi materiali, pulizia dei bordi, spruzzatura di emulsione bituminosa, stendimento e rullatura in spessori finiti, al 3,5-4,5 % di bitume sul peso del conglomerato, spessore cm 8-10.</p> <p>euro (trentadue/50)</p>	ml	32,50
Nr. 7 007	<p>Formazione del letto di posa delle condotte.</p> <p>Formazione di allettamento delle condotte con fornitura e posa in opera di sabbia o sabbie di fiume o di cava per uno spessore pari ad almeno cm 10 attorno alla generatrice esterna delle tubazioni.</p> <p>euro (tre/70)</p>	ml	3,70
Nr. 8 008	<p>Integrazione di materiale arido miscelato con cemento (MISTO CEMENTATO).</p> <p>Integrazione di materiale arido di nuova fornitura per la chiusura di scavi eseguiti su strade provinciali, ove richiesto, miscelato con cemento a 100 Kg/mc in aggiunta all'onere di cui alle voci F2A1, A2, A3, A4.</p> <p>euro (due/90)</p>	dm*ml	2,90
Nr. 9 009	<p>Tappeto di usura.</p> <p>Manti di usura in conglomerato bituminoso di spessore minimo cm 3, con bitume penetrazione 80/100, al 5,50-6,00 % del peso dell'inerte, confezionato con pietrischetto serpentinoso pezzatura 0-8 mm sabbia e filler a massa chiusa, previa spruzzatura di emulsione bituminosa di ancoraggio al 55% compresi materiali, stendimento e rullatura, misurati per spessori finiti.</p> <p>euro (quattro/10)</p>	mq	4,10
Nr. 10 010	<p>Tappeto di usura. su SP</p> <p>Manti di usura in conglomerato bituminoso di spessore minimo cm 3, con bitume penetrazione 80/100, al 5,50-6,00 % del peso dell'inerte, confezionato con pietrischetto serpentinoso pezzatura 0-8 mm sabbia e filler a massa chiusa, previa spruzzatura di</p>		

Num.Ord. TARIFFA	DESCRIZIONE DELL'ARTICOLO	unità di misura	PREZZO UNITARIO
	<p>elettrosaldabile di tubi in Pead S5- S8- PN 16, compreso l'inserimento di pezzi speciali quali valvole, tee, riduzioni, calotte etc. Compresi tutti i materiali occorrenti ad esclusione del tubo, dei pezzi speciali e valvolame, compreso la fornitura e posa di guaine in PVC per attraversamenti longitudinali e trasversali nel rispetto del D.M. 24/11/84, fornitura e posa in opera di BALL MARKERS ogni 25 mt. e su ogni cambiamento di direzione (tee, curve, ecc.)</p> <p>Posa delle tubazioni nello scavo con l'ausilio di adeguate attrezzature e mezzi d'opera, onde evitare deformazioni plastiche delle tubazioni, previa sistemazione e spianamento del letto di posa e delle pareti verticali dello scavo, nel rispetto della profondità di posa, delle pendenze e della presenza di eventuali ostacoli del sottosuolo o eventuali specifiche disposizioni. Inserimento delle tubazioni in tubi guaina già in opera.</p> <p>Prove di tenuta delle tubazioni con l'impiego di compressori d'aria, pompe di riempimento e di pressurizzazione, della durata di almeno 24 ore per condotte B.P. e 48 ore per condotte M.P., con inizio della prova a decorrere 24 ore dopo l'avvenuto riempimento per la stabilizzazione della temperatura. La prova dovrà essere registrata con apposito manotermografo, fondo scala adeguato, con registrazione su diagramma. Alla fine della prova verrà redatto apposito verbale. Fornitura e stesura della rete plastificata "Attenzione tubo gas" secondo particolari costruttivi..</p> <p>Rilievo planimetrico dell'impianto realizzato, riportato su apposito stampato e compilazione del libretto delle misure.</p> <p>euro (otto/90)</p>	ml	8,90
Nr. 14 014	<p>Attraversamenti aerei con condotte.</p> <p>Realizzazione di attraversamento aereo di manufatti, ponti o altro con condotte agganciate all'opera esistente con controtubo o senza, compresa la fornitura e posa degli ancoraggi di sostegno in ferro zincato a fuoco e rulli di appoggio e scorrimento in vipla, la posa in opera della condotta protetta con nastri o vernici speciali, ponteggi di manovra, foratura delle spalle per il passaggio della condotta ed il successivo ripristino delle stesse, compreso ogni altro onere per dare il lavoro finito secondo le prescrizioni degli enti interessati, per luce da spalla a spalla non inferiore a ml 5,00.</p> <p>Prezzo riferito al diametro effettivo della tubazione in cm.</p> <p>euro (undici/03)</p>	cm*ml	11,03
Nr. 15 015	<p>Inserimento di nuove condotte.</p> <p>Intercettazione del gas lungo le condotte in esercizio a media e bassa pressione, eseguita con idonei palloni otturatori, compresa la manodopera necessaria, i presidi di sicurezza, la chiusura dei fori praticati per l'intercettazione, il ripristino del rivestimento isolante ed ogni altro onere, esclusi i pezzi speciali.</p> <p>Inserimento dei pezzi speciali quali tee, collari, curve, valvole, etc., necessari alla derivazione da effettuare.</p> <p>euro (cinquecentoquattro/00)</p>	cad	504,00
Nr. 16 016	<p>ESECUZIONI DI ALLACCIAMENTI SU RETE IN MEDIA PRESSIONE</p> <p>Scavo di buca su condotte per derivazione di utenza, di dimensioni opportune e comunque sufficienti alle operazioni di saldatura in opera nelle condizioni di massima sicurezza, compreso demolizione e ripristino della pavimentazione stradale, ove esistente, il trasporto a rifiuto del materiale di risulta, la fornitura del materiale arido per il reinterro e quant'altro necessario.</p> <p>Scavo a sezione obbligata per posa condotte eseguito con mezzo meccanico ed a mano quando necessario, fino a una profondità di ml. 1,50 e della larghezza minima non inferiore a ml. 0,20, e fino alla lunghezza massima di metri 8 misurata a partire dall'asse della condotta, di materiale di qualsiasi natura e consistenza, asciutte o bagnate, COMPRESO LO SCAVO IN ROCCIA DI QUALSIASI NATURA E CONSISTENZA, TROVANTI IN PIETRA, RELITTI DI MURATURE, CLS.,...ECC..., compreso la fornitura e posa di guaine in PVC per attraversamento longitudinale e trasversale nel rispetto del DM 24/11/84, compreso la demolizione di pavimentazioni stradali e relativi sottofondi, eseguiti con idonei mezzi (macchine a disco, a lame battenti, fresatrici, ecc.) compreso l'accatastamento dei materiali riutilizzabili e quant'altro necessario.</p> <p>Compresa pure la foratura di spalle, piedritti, archi di ponte, muri di canali e quant'altro necessario, con successivo ripristino a regola</p>		

Num.Ord. TARIFFA	DESCRIZIONE DELL'ARTICOLO	unità di misura	PREZZO UNITARIO
	<p>Formazione di colonna e sottocolonna montante, nel rispetto della normalizzazione interna , comprendente la fornitura e posa in opera di:</p> <ul style="list-style-type: none"> - giunto dielettrico del tipo "utenze" pn 10; - valvola a sfera sulla parte terminale dell'allacciamento; - sottocolonna e colonna montante, in tubo di acciaio zincato giuntato vite e manicotto con filettature e passo gas conica UNI-ISO 7/1 e cilindrica per la madre vite UNI-ISO 228/1 guarnite con prodotti esclusivamente destinati a tale scopo e idonei per il gas naturale, di norma installate all'esterno di muri perimetrali di fabbricato o su recinzioni, prospicienti su strade o cortili, opportunamente fissate con anche di sostegno in quantità sufficienti (minimo una ogni 2,5 metri), fissate in modo da distanziare le tubazioni di circa 2 cm dal muro, poste in opera con pendenza compresa tra lo 0,5 - 1 % nei tratti orizzontali, eventuali curvature seguite a freddo e con apposita attrezzatura e con angoli minori di 45 gradi e raggio di curvatura R > 5 DN; - raccorderia zincata regolamentare; - filtro; - riduttore; - collettore; - mensola; - materiale di consumo e quant'altro necessario al completamento dell'opera. <p>Prove di tenuta a pressione delle tubazioni nel rispetto della normalizzazione con redazione di apposito verbale.</p> <p>Rilievo planimetrico dell'impianto realizzato, riportato su apposito stampato e compilazione del libretto delle misure.</p> <p>Su sede asfaltata.</p> <p>euro (quattrocentosettantadue/00)</p>	cadauno	472,00
Nr. 17 017	<p>ESECUZIONE ALLACCIAMENTI SU RETE IN MEDIA PRESSIONE PER OGNI METRO ECCEDENTE LA LUNGHEZZA STANDARD</p> <p>Esecuzione di allacciamento per lunghezza superiore agli otto metri, in aggiunta a quanto stabilito alla voce F4A1, per ogni metro eccedente.</p> <p>Su strada asfaltata, o su pavimentazioni speciali (porfidi, acciottolati, ecc.)</p> <p>euro (ventisei/00)</p>	ml	26,00
Nr. 18 018	<p>ESECUZIONE DI ALLACCIAMENTI SU RETE IN BASSA PRESSIONE</p> <p>Scavo di buca su condotte per derivazione di utenza, di dimensioni opportune e comunque sufficienti alle operazioni di saldatura in opera nelle condizioni di massima sicurezza, compreso demolizione e ripristino della pavimentazione stradale, ove esistente, il trasporto a rifiuto e smaltimento del materiale di risulta, la fornitura del materiale arido per il reinterro e quant'altro necessario.</p> <p>Scavo a sezione obbligatoria per posa condotte eseguito con mezzo meccanico ed a mano quando necessario, fino ad una profondità di ml. 1,50 e della larghezza minima non inferiore a ml. 0,20, e fino alla lunghezza massima di 8 metri misurati a partire dall'asse della condotta, di materiale di qualsiasi natura e consistenza, asciutte o bagnate, COMPRESO LO SCAVO IN ROCCIA DI QUALSIASI NATURA E CONSISTENZA, TROVANTI IN PIETRA, RELITTI DI MURATURE, CLS.,...ECC...., compreso la fornitura e posa di guaine in PVC, compreso la demolizione di pavimentazioni stradali e relativi sottofondi, eseguiti con idonei mezzi (macchine a disco, a lame battenti, fresatrici, ecc.) compreso l'accatastamento dei materiali riutilizzabili e quant'altro necessario.</p> <p>Compresa pure la foratura di spalle, piedritti, archi di ponte, muri di canali e quant'altro necessario, con successivo ripristino a regola d'arte, la rimozione e rimessa in opera di paracarri, pali di cartelli, segnali ed altro, compresa la formazione di accessi provvisori e carrai e quant'altro necessario.</p> <p>Reinterro e compattamento da effettuarsi con materiale di risulta se idoneo, o di nuova fornitura, questa compresa nel prezzo.</p> <p>Formazione del sottofondo lungo le trincee scavate, per pavimentazione in conglomerato bituminoso od altro, composto da uno strato non inferiore a cm. 15 di materiale arido compattato, compreso lo scavo del cassonetto, della profondità sufficiente a contenere il sottofondo e la pavimentazione in asfalto.</p> <p>Trasporto alle discariche autorizzate del materiale scavato</p>		

Num.Ord. TARIFFA	DESCRIZIONE DELL'ARTICOLO	unità di misura	PREZZO UNITARIO
	attrezzatura e con angoli minori di 45 gradi e raggio di curvatura R>5 DN; - raccorderia zincata regolamentare; - collettore; - mensola; - materiale di consumo e quant'altro necessario al completamento dell'opera. Prove di tenuta a pressione delle tubazioni, nel rispetto della normalizzazione, con relazione di apposito verbale. Rilievo planimetrico dell'impianto realizzato, riportato su apposito stampato, e compilazione del libretto delle misure. Su strada asfaltata, o su pavimentazioni speciali (porfidi, acciottolati, ecc.) euro (quattrocentonove/00)	cadauno	409,00
Nr. 19 019	ESECUZIONE ALLACCIAMENTI SU RETE IN BASSA PRESSIONE PER OGNI METRO ECCEDENZE LA LUNGHEZZA STANDARD Esecuzione di allacciamento per lunghezza superiore agli otto metri, in aggiunta a quanto stabilito alla voce F4A3, per ogni metro eccedente. Su strada asfaltata, o su pavimentazioni speciali (porfidi, acciottolati, ecc.) euro (ventiquattro/10)	ml	24,10
Nr. 20 020	ESECUZIONE DI ALLACCIAMENTI PER OGNI PUNTO GAS SUPPLETTIVO Esecuzione di punto gas suppletivo in batteria. In contemporanea con all.to euro (ventisei/20)	cadauno	26,20
Nr. 21 021	Compenso per scarifica, carico e trasporto a rifiuto in discarica a cura e spese dell'impresa appaltatrice fino ad una distanza di 5 km. di manto di asfalto bitumato per il successivo rifacimento del tappeto d'usura spessore medio 2+3 cm. euro (zero/50)	cm*mq	0,50
Nr. 22 022	Fornitura in cantiere di tubi in polietilene ad alta densità (PEAD) a superficie liscia, di colore nero, rispondenti alle norme UNI-ISO 4437, tipo 316, recante stampato per esterno il marchio I.I.P. dell'Istituto Italiano dei Plastici, la ditta produttrice, il numero del marchio I.I.P., data di produzione, il diametro esterno del tubo, la serie, la banda coestrusa di colore giallo; inoltre dovrà essere conforme alle norme del D.M. del 24/11/84 (G.U. 15.01.84 n° 12) del Ministero dell'Interno e alle norme UNI CIG 9165 EDIZIONE 1987. Nella fornitura sono compresi i pezzi speciali occorrenti (T, curve, riduzioni, giunti per saldatura, giunti di transizione, raccordi, ecc.), il trasporto in cantiere, lo scarico e accatastamento. Tubo gas in PE-AD, serie S5 De 63/75 mm. euro (due/80)	ml	2,80
Nr. 23 023	Fornitura in cantiere di tubi in polietilene ad alta densità (PEAD) a superficie liscia, di colore nero, rispondenti alle norme UNI-ISO 4437, tipo 316, recante stampato per esterno il marchio I.I.P. dell'Istituto Italiano dei Plastici, la ditta produttrice, il numero del marchio I.I.P., data di produzione, il diametro esterno del tubo, la serie, la banda coestrusa di colore giallo; inoltre dovrà essere conforme alle norme del D.M. del 24/11/84 (G.U. 15.01.84 n° 12) del Ministero dell'Interno e alle norme UNI CIG 9165 EDIZIONE 1987. Nella fornitura sono compresi i pezzi speciali occorrenti (T, curve, riduzioni, giunti per saldatura, giunti di transizione, raccordi, ecc.), il trasporto in cantiere, lo scarico e accatastamento. Tubo gas in PE-AD, serie S5 De 90 mm, Sp= 8.2 mm euro (sei/00)	ml	6,00
Nr. 24	Fornitura in cantiere di tubi in polietilene ad alta densità (PEAD) a superficie liscia, di colore nero, rispondenti alle norme UNI-ISO		

Num.Ord. TARIFFA	DESCRIZIONE DELL'ARTICOLO	unità di misura	PREZZO UNITARIO
	il trasporto in cantiere, lo scarico e accatastamento . Tubo gas in PE-AD, serie S8 De 90 mm, Sp= 5.1 mm euro (tre/70)	ml	3,70
Nr. 27 027	Fornitura in cantiere di tubi in polietilene ad alta densità (PEAD) a superficie liscia, di colore nero, rispondenti alle norme UNI-ISO 4437, tipo 316, recante stampato per esterno il marchio I.I.P. dell'Istituto Italiano dei Plastici, la ditta produttrice, il numero del marchio I.I.P., data di produzione, il diametro esterno del tubo, la serie, la banda coestrusa di colore giallo; inoltre dovrà essere conforme alle norme del D.M. del 24/11/84 (G.U. 15.01.84 n° 12) del Ministero dell'Interno e alle norme UNI CIG 9165 EDIZIONE 1987. Nella fornitura sono compresi i pezzi speciali occorrenti (T, curve, riduzioni, giunti per saldatura, giunti di transizione, raccordi, ecc.), il trasporto in cantiere, lo scarico e accatastamento . Tubo gas in PE-AD, serie S8 De 125 mm, Sp= 7.1 mm euro (sette/10)	ml	7,10
Nr. 28 028	Fornitura in cantiere di tubi in polietilene ad alta densità (PEAD) a superficie liscia, di colore nero, rispondenti alle norme UNI-ISO 4437, tipo 316, recante stampato per esterno il marchio I.I.P. dell'Istituto Italiano dei Plastici, la ditta produttrice, il numero del marchio I.I.P., data di produzione, il diametro esterno del tubo, la serie, la banda coestrusa di colore giallo; inoltre dovrà essere conforme alle norme del D.M. del 24/11/84 (G.U. 15.01.84 n° 12) del Ministero dell'Interno e alle norme UNI CIG 9165 EDIZIONE 1987. Nella fornitura sono compresi i pezzi speciali occorrenti (T, curve, riduzioni, giunti per saldatura, giunti di transizione, raccordi, ecc.), il trasporto in cantiere, lo scarico e accatastamento . Tubo gas in PE-AD, serie S8 De 160 mm, Sp= 9,1 mm euro (nove/90)	ml	9,90
Nr. 29 029	Compenso per l'avviamento e l'attivazione dell'impianto gas-metano mediante spurgo dell'aria contenuta nelle condotte di media e bassa pressione euro (zero/30)	ml	0,30
Nr. 30 030	Fornitura e posa in opera di paletto indicatore, costituito da trochetto di tubo zincato fino a DN 2" 1/2 di altezza h=1,50 ml, con idonei ancoraggi al plinto di fondazione, completo di targa in acciaio di idonee dimensioni con la scritta "GAS METANO" e norme dell'ente proprietario, compresa una mano di antiruggine e due di vernice oleosintetica, compreso inoltre lo scavo e l'esecuzione del plinto di fondazione in calcestruzzo. euro (ottantaotto/20)	n	88,20
Nr. 31 031	Sostituzione di copertura dell'edificio cabina di primo salto, compreso trasporto e smaltimento delle lastre esistenti euro (ottantaquattro/00)	mq	84,00
Nr. 32 032	Realizzazione di nuovo impianto di odorizzazione da installare in sostituzione di quello esistente della capacità di almeno litri 100, compreso sistema automatico di ricarica euro (seimilatrecento/00)	cadauno	6'300,00
Nr. 33 033	Fornitura e posa in opera di gruppo di riduzione di 2° salto, completo di armadio inox, messa a terra del gruppo, collegamento alle condotte esistenti ecc., della portata minima di St.mc/h =600 con pressione minima di monte pari a 0,8 bar euro (diecimilacinquecento/00)	cadauno	10'500,00
Nr. 34 034	Realizzazione di eventuale impianto di protezione catodica, completo di dispersore orizzontale, del tipo automatico 10A 50 V. euro (ottomilaquattrocento/00)	cadauno	8'400,00
Nr. 35 035	Realizzazione di impianto di telecontrollo per cabina di primo salto, completo di eventuale allaccio Enel, allaccio telefonico, completo e funzionante, in grado di trasmettere n° 7 grandezze analogiche e n° 4 segnali digitali, compreso armadio, quadro elettrico ecc. ecc. euro (tredecimilaseicocinquanta/00)	cadauno	13'650,00

4.1.6 PLANIMETRIA PIANO REGOLATORE VIGENTE, CON INDICAZIONE DELLE EVENTUALI ZONE DI SVILUPPO DEI CENTRI ABITATI SOGGETTI A ESTENSIONI E POTENZIAMENTO DELL'IMPIANTO ESISTENTE

A base di gara viene posto, insieme all'elenco prezzi, anche il Piano Regolatore Generale del Comune oggetto dell'appalto e una planimetria contenente le zone soggette all'estensione della rete o al potenziamento dell'impianto.

Tale documentazione è necessaria per indirizzare l'offerta di gara, in quanto, per proporre degli investimenti, è indispensabile disporre sia delle piante comunali che dei regolamenti a cui le varie zone interessate sono sottoposte.

In questo modo è possibile risalire alle quantità, di cui si ha bisogno, per poter quantificare il valore dell'investimento da offrire, come possono essere ad esempio i metri lineari di condotta necessari per poter servire un quartiere, all'interno del Comune, sprovvisto di servizio di distribuzione del gas-naturale.

Sempre come esempio si allega nelle pagine che seguono, una planimetria con le aree soggette a regolamentazione da parte del PRG di un Comune tipo e la planimetria delle condotte di distribuzione del gas-naturale esistenti sul territorio nella quale sono anche riportate le zone d'espansione, sottoposte ad offerta, evidenziate da ellissi gialli i quali al loro interno contengono, in forma preliminare, le condotte che il Comune sottopone ad offerta (di colore rosso secondo legenda).

4.2 MODALITA' DI AFFIDAMENTO DELLA CONCESSIONE

Una volta presentate le offerte di gara, da parte delle società distributrici partecipanti alla gara d'appalto, secondo i criteri ed entro i termini stabiliti, si procede all'assegnazione della Concessione secondo un iter burocratico che conferisce pubblica evidenza a tale manovra di affidamento.

4.2.1 NOMINA DELLA COMMISSIONE DI AGGIUDICAZIONE DELLA CONCESSIONE

La nomina della Commissione viene effettuata sempre dalla stazione appaltante (COMUNE).

Una modalità di nomina è quella di richiedere, ai vari ORDINI PROFESSIONALI, (Ingegneri, Periti, Geometri ecc.) una terna di nominativi di professionisti esperti nel settore e successivamente il Comune sceglie il nominativo o i nominativi ritenuti più idonei.

In genere la Commissione è composta da un numero dispari di componenti ed in numero di 3 o 5.

4.2.2 ASSEGNAZIONE DEI PUNTEGGI PER LA DETERMINAZIONE DELL'OFFERTA ECONOMICAMENTE PIU' VANTAGGIOSA

Nello schema di disciplinare di gara sopra riportato (punto 4.1.1) è stato descritto un esempio di modalità di assegnazione dei punteggi ai concorrenti alla gara, ove sono riportati dettagliatamente quanto indicato dal citato Decreto Letta n. 164/2000.

4.2.3 STIPULA DEL CONTRATTO DI CONCESSIONE E SOTTOSCRIZIONE DEL VERBALE DI CONSEGNA DELL'IMPIANTO DAL CONCESSIONARIO USCENTE AL CONCESSIONARIO ENTRANTE

Concluse le operazioni di tutta la gara, compreso l'assegnazione dei punteggi finali ai vari concorrenti, viene redatta la graduatoria finale e quindi determinato il VINCITORE DELL'APPALTO.

Il verbale finale viene NOTIFICATO a tutti i concorrenti e quindi viene invitato il vincitore a presentare tutta la documentazione necessaria alla stipula del contratto di Concessione.

Firmato il contratto, dal contratto stesso viene fissato il giorno della consegna dell'impianto dal Concessionario uscente al Concessionario entrante e da quella data decorrono i tempi della DURATA della CONCESSIONE.

A proposito di Concessionario entrante ed uscente, si rammenta che il Decreto Letta prevede comunque che lo stesso Concessionario "USCENTE" può partecipare alla gara, ci può essere quindi la eventualità che la Concessionaria che ha la gestione dell'impianto possa essere il VINCITORE della nuova gara e la procedura resta la stessa.

CONCLUSIONI

Si può concludere dicendo che, dai risultati di alcune gare di riaffidamento delle Concessioni per la distribuzione del gas-metano a mezzo reti cittadine, la liberalizzazione del mercato del gas in Italia, di fatto non ha portato grandi risparmi direttamente al cliente finale che utilizza il gas e paga la bolletta.

Viceversa i Comuni che hanno riappaltato il servizio, oggi hanno vantaggi economici che prima non avevano.

Tradotto in entrate per l'Ente Pubblico, si può con tranquillità **AFFERMARE**, che l'Ente pubblico introita per ogni anno di Concessione, circa $50 \div 60$ Euro per ogni utente attivo allacciato alla rete di distribuzione del gas, oltre ad una serie di vantaggi ulteriori quali:

- **ampliamento della rete esistente;**
- **rinnovo di alcune parti dell'impianto esistente;**
- **migliore servizio per la cittadinanza, in termini di sicurezza e qualità del servizio;**
- **maggiore controllo, da parte dell'Ente pubblico, sull'attività svolta dal Concessionario del Servizio;**
- **altri vantaggi minori non elencati.**

Tornando alle entrate per il Comune, ad esempio per un Comune di 100.000 utenze, l'entrata economica si aggira intorno a 5.000.000 di Euro circa all'anno è ciò rappresenta quindi con un interessante ritorno indiretto per la cittadinanza.

Estendendo tale considerazione alla quasi totalità degli impianti comunali in Italia, la cui Concessione per la gestione deve essere riappaltata, e ipotizzando un numero complessivo di utenze pari a 30.000.000 (circa un'utenza ogni 2 abitanti) ne consegue un indennizzo pari a circa 1.500.000.000 di Euro annui, cifra da non sottovalutare vista la condizione sempre più critica che caratterizza la maggior parte dei bilanci comunali.

BIBLIOGRAFIA

- Baldini U., *Il metano*, Casa editrice dott. Carlo Cya, Firenze, 1952;
- ENI, *Enciclopedia del petroli e del gas naturale*, Editore Carlo Combo, Roma 1962;
- Martinis B., *Petrolio e gas naturale*, Utet, Torino, 1985
- Nardelli E., *I combustibili fossili*, Etas libri, Milano, 1980;
- Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale*;
- *CH₄ ENERGIA METANO*;
- Clò A., *Regolamentazione e concorrenza nei servizi di pubblica utilità: il caso del gas*, L'industria, n.2;

FONTI

- Art. 24-25 – Regio Decreto 15 Ottobre 1925 n°2578;
- Art.41 – Legge 17 Maggio 1999, n°144;
- Decreto legislativo n.164/2000, “Attuazione della Direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144”, 23 maggio, pubblicato nella GU n. 142 del 20 giugno 2000;
- Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio 1998 “Norme comuni per il mercato interno del gas naturale”, 22 giugno, pubblicata nella GUCE L 204/1 del 21.7.98;
- Art. 1 – comma 68 e 69, Legge 23 Agosto 2004, n°239 (Legge Marzano);
- Art. 1 – comma 69, Legge 23 Agosto 2004, n°239 (interpretazione ministeriale);
- Art. 23, D.Lgs. n°273/2005 (Decreto Milleproroghe) convertito in Legge n°51 del 2006;
- Art. 46-bis, D.Lgs. n°159/2007, convertito con modificazioni in Legge n°222 del 2007;

- Art. 2 – comma 175, Legge 244 del 2007 (finanziaria per il 2008) modifica al 46-bis;
- Art. 23-bis, D.Lgs. n°112/2008 convertito con modificazioni in Legge n°133 del 2008.

SITOGRAFIA

- www.autorità.energia.it
- www.enea.it
- www.eni.it