



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN INGEGNERIA GESTIONALE

ANALISI DEL MERCATO DEL GAS NATURALE

RELATORE: CH.MO PROF. Andrea Gasparella

LAUREANDO: Marco Prosdocimi

ANNO ACCADEMICO: 2011/2012

INDICE

Introduzione.....	4
Caratteristiche del gas naturale.....	5
Produzione, consumo e infrastrutture riguardanti il gas naturale.....	6
La liberalizzazione del mercato italiano del gas naturale	10
Delibere per il trasporto del gas naturale.....	13
Delibere per lo stoccaggio del gas naturale.....	17
Delibere per la rigassificazione del gas naturale.....	20
Delibera per la distribuzione e fornitura del gas naturale ai clienti finali.....	22
Fiscalità sul gas naturale.....	29

INTRODUZIONE

Nel seguente elaborato si è svolta un'analisi del mercato del gas naturale prima e dopo la liberalizzazione prendendo in considerazione le normative presenti e analizzandole nel dettaglio della loro evoluzione.

Si è cercato di focalizzare i rilevanti cambiamenti nel mercato attuale e passato, soprattutto a livello normativo esaminando i criteri per la determinazione delle tariffe della filiera del gas.

Nel primo capitolo sono stati approfonditi argomenti riguardanti le caratteristiche del gas e in particolare la produzione e la distribuzione nel territorio italiano indicando le differenze con gli anni passati.

Nel secondo capitolo, viene esaminato la regolamentazione del mercato del gas naturale nelle sue fasi temporali, analizzando in una prima parte i regimi presenti prima della liberalizzazione e di conseguenza, nella parte centrale, la direttiva della comunità europea del 1998 e tutte le principali delibere dopo il decreto n. 164 del 23 maggio 2000 detto anche Decreto Letta, indicandone i criteri per la determinazione delle tariffe, le relative formule e gli aggiornamenti successivi.

Viene, inoltre, descritto l'ente regolatore del mercato del gas, l'autorità per energia elettrica e il gas(AEEG) che promuove la concorrenza e l'efficacia nell'organizzazione interna del settore.

Infine si analizzano gli aspetti fiscali sul gas naturale, definendo i principali decreti legislativi introdotti e i vincoli imposti per gli usi civili e industriali.

CAPITOLO 1

1.1 Caratteristiche del gas naturale

Il gas naturale è un combustibile che si forma nel sottosuolo.

Esso è composto per oltre il 90% da metano (CH₄), l'idrocarburo più semplice presente in natura comunemente allo stato fossile insieme al carbone o al petrolio e più raramente in giacimenti di solo gas. Generalmente contiene altri idrocarburi come l'etano, butano, propano e non dimenticando alcuni inquinanti come il solfuro d'idrogeno e il mercurio.

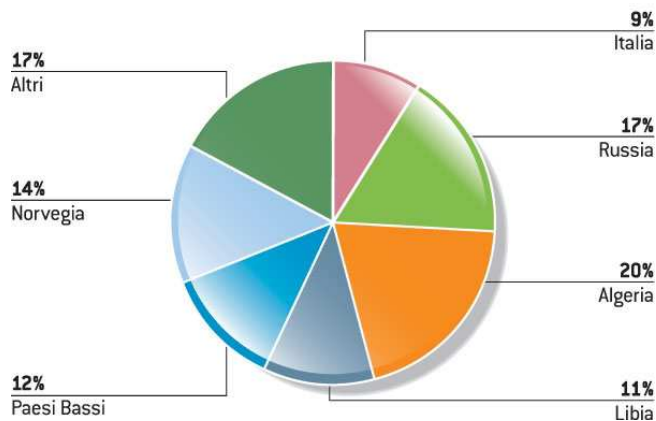
La caratteristica principale del combustibile è il suo potere calorifico, che rappresenta la quantità di calore sviluppata nella reazione di combustione in condizioni standard (1kg di sostanza combustibile, 1m³ di gas, 0°C, 1 atm); esso è misurato in kcal/kg per i gas. Per la gran parte dei combustibili (quelli che contengono idrogeno) si distingue un potere calorifico superiore PCS (che include il calore di condensazione del vapore acqueo che si forma nella combustione) e un potere calorifico inferiore PCI (che esclude tale calore). Per la ricerca di giacimenti di gas naturale e la valutazione della loro estensione si ricorre alla sismica. Speciali sensori, i sismografi, registrano la velocità di propagazione di onde sismiche generate artificialmente che vengono riflesse dai diversi strati geologici. I valori di misurazione forniscono indicazioni sulla stratigrafia e sulla struttura del sottosuolo fino a una profondità di vari chilometri.

il gas naturale viene immesso nei gasdotti a una pressione molto inferiore a quella di estrazione. Più complessa e dispendiosa risulta invece l'estrazione nei giacimenti offshore. A seconda della profondità del mare e delle condizioni ambientali vengono utilizzate navi e piattaforme di trivellazione.

Le più importanti riserve sicure sfruttabili di gas naturale si trovano sui territori dell'ex Unione Sovietica e in Medio Oriente mentre l'Europa occidentale, Paesi Bassi e Norvegia dispongono delle riserve più consistenti. Nella seguente figura sono riportati i dati statistici riferiti alle riserve sfruttabili di gas naturale riferita all'anno 2010 (dati forniti dal bilancio annuale Eni 2010).

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate

82,49 miliardi di metri cubi



Di norma, il gas naturale viene scambiato sul mercato sulla base di contratti a lungo termine, visti gli investimenti necessari per l'estrazione, il trasporto e la distribuzione, per i contratti di fornitura, e hanno durate dell'ordine di 25 anni. Inoltre sono presenti forti interessi tra produttori e acquirenti e questi contribuiscono in misura significativa a garantire la sicurezza di approvvigionamento. La crescita della domanda del gas naturale, la continua scoperta di nuovi giacimenti e l'ampliamento dei sistemi di trasporto a lunga distanza inducono una crescente globalizzazione del commercio di gas naturale. L'evoluzione tecnologica ha reso possibile il trasporto intercontinentale del gas naturale e lo sfruttamento di giacimenti lontani dai centri di consumo. Il gas naturale viene convogliato per migliaia di chilometri lungo un reticolo di gasdotti interrati o sottomarini oppure trasportato in forma liquefatta (GNL) a bordo di metaniere a bassa temperatura e alta pressione (esso si ottiene attraverso delle opportune lavorazioni di depurazione e disidratazione, seguono fasi di raffreddamento e condensazione ottenendo un prodotto

composto essenzialmente da metano in cui il punto di ebollizione è di -160 °C a pressione atmosferica)raggiungendo un volume specifico di circa 600 volte inferiore.

Inoltre il gas naturale che è incolore e inodore, prima di essere immesso nelle reti di distribuzione viene miscelato con dei composti chimici che gli conferiscono un odore forte e sgradevole per un veloce riconoscimento in caso di perdite.

1.2 Produzione, consumo e infrastrutture riguardanti il gas naturale

Il gas naturale in Italia contribuisce al 30% del fabbisogno di energia primaria, inoltre dal 2000 il gas ha avuto un aumento della domanda soprattutto nel settore termoelettrico del 9% con l'entrata in esercizio di alcune centrali a ciclo combinato e inoltre si sono registrati dei incrementi nel settore industriale a livello generale registrando un incremento del 3,5%.

In Italia si misura che nella rete di distribuzione nazionale sono immessi 81,3 miliardi di metri cubi. Nella tabella qui riportata è possibile vedere l'andamento delle vendite composte dalla produzione nazionale e importazioni nette(Elaborazione Autorità per l'energia e il gas su dichiarazioni degli operatori e dati Ministero dello sviluppo Economico(Febbraio 2011))

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produzione nazionale	19,2	18,9	17,4	16,6	15,5	14,3	13,9	13,0	12,1	11,0	9,7	9,3	8,0	8,3
Importazioni nette	39,0	42,7	49,5	58,8	54,8	58,1	62,1	67,2	73,1	77,0	74,0	76,7	69,1	75,2
Variazione scorte	0,4	-1,0	-1,2	4,5	-1,2	1,4	-1,4	-0,1	-1,1	3,5	-1,3	1,0	-0,9	0,5
Disponibilità lorda	57,8	62,6	68,1	70,9	71,5	71,0	77,4	80,3	86,3	84,5	85,0	84,9	78,0	83,0
Consumi e perdite	0,6	0,7	1,0	1,3	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,5	1,3	1,2
Totale risorse	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70,0	76,4	79,3	85,3	83,5	83,4	83,4	76,7	81,8
Vendite e consumi finali	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70,0	76,4	79,3	85,3	83,5	83,4	83,4	76,7	81,8

Circa l'80% del gas consumato in Italia viene importato attraverso i gasdotti connessi con alcuni paesi europei, Russia e Algeria e in misura minore attraverso il trasporto con metaniere(in questo caso si parla di GNL).La ripartizione dei consumi si suddivide in tre macrogruppi :settore termoelettrico,settore industriale e infine per usi domestici e terziari.

Per quanto riguarda l'organizzazione delle infrastrutture che costituiscono la rete di distribuzione si identificano: i punti di ingresso(punti di stoccaggio, terminali GNL, interconnessioni con l'estero e giacimenti nazionali), reti di 30000-40000 km(reti nazionali di gasdotti, reti di trasporto regionale e reti di distribuzione locale), stazioni di rilancio regolazione e controllo e impianti di stoccaggio. Questi permettono il trasporto del gas naturale consegnato a Snam Rete Gas presso i punti di entrata della Rete Nazionale di gasdotti fino ai punti di riconsegna della Rete Regionale, dove il gas viene riconsegnato agli utilizzatori del servizio (Utenti).

La capacità di trasporto, espressa in metri cubi standard/giorno, rappresenta il massimo volume di gas che ciascun Utente può immettere e prelevare dal sistema presso i citati punti su base giornaliera. Snam Rete Gas conferisce capacità di trasporto ai soggetti che ne fanno richiesta, i quali acquisiscono il diritto, rispettivamente ai punti di entrata e di uscita della Rete Nazionale di trasporto, un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita.

Il gas naturale immesso nella Rete Nazionale proviene dalle importazioni e, in minor quantità, dalla produzione nazionale. Snam Rete Gas è il principale operatore italiano di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle infrastrutture di trasporto, con oltre 31.600 chilometri di gasdotti in esercizio in alta e media pressione (circa il 94% dell'intero sistema di trasporto).

Nelle seguenti tabelle sono riportati i dati relativi alla lunghezza della rete in Km(dati forniti da Snam rete gas con aggiornamento al 2008):

	Prima specie	Seconda specie	Terza specie	Quarta specie
Max Pressione d'esercizio (bar)	P>24	24>=P>12	12>=P>5	P<=5
Lunghezza	21562.5	5711.4	3153.7	814.6
Lunghezza totale	31242.2			

	Rete nazionale	Rete regionale
Lunghezza	8604	22638.2
Lunghezza totale	31242.2	

Con il termine rete nazionale dei gasdotti si fa riferimento alle linee principali che realizzano il trasferimento del gas attraverso il territorio nazionale(hanno un diametro pari a 600-1200mm) mentre la rete di trasporto regionale comprende tutte le reti delle imprese di trasporto che non fanno parte della RNG(diametro di 250-750mm).



Come si nota dal disegno, nel nostro territorio abbiamo dei punti di entrata: Punto Gries, Tarvisio, Mazara del vallo, Gorizia, Panigaglia(GNL) e Gela. Da tener conto che distribuiti nella nazione sono presenti impianti di stoccaggio e campi di produzione. Per gli impianti di stoccaggio, l'operatore che se ne occupa in Italia viene chiamato Stogit(si ricordi che questi

impianti sono collocati in Lombardia Abruzzo ed Emilia Romagna) e il loro scopo è di mantenere un determinato equilibrio tra le esigenze di fornitura e consumo di gas. L'approvvigionamento ha infatti un profilo sostanzialmente costante durante tutto l'anno, mentre la domanda di gas è caratterizzata da una rilevante variabilità stagionale, con una domanda invernale significativamente superiore a quella estiva. L'attività si distingue sostanzialmente in due fasi. La fase di iniezione (da aprile ad ottobre), quando il gas naturale proveniente dalla rete nazionale di trasporto viene immesso nel giacimento, e la fase di erogazione (da novembre a marzo) quando il gas naturale viene prelevato dal giacimento, trattato e riconsegnato ai clienti sempre attraverso la rete di trasporto. Mentre nei campi di produzione vengono svolte tutte quelle operazioni che permettono l'estrazione del gas naturale e dopo alcune lavorazione di filtraggio e immesso nella rete di trasporto e portato agli impianti di stoccaggio.

In questa tabella sono riportati i valori della quantità di gas naturale immessi nella rete nazionale nel 2011 e confrontati con quelli del 2010 (valori in miliardi di m³):

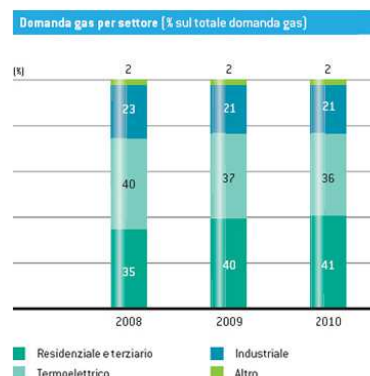
	2011 (I° semestre/II° semestre)	2010 (I° semestre/II° semestre)
Tarvisio	13,71/6,37	8.87/3.57
Mazara del Vallo	13,25/5,27	13.72/5.46
Passo Gries	4,82/2,27	6.82/3.51
Cavarzere(GNL)	3,85/1,99	3.48/1.66
Gela	1,34/0,00	4.95/2.17
Panigaglia(GNL)	1,00/0,48	1.11/0.56
Gorizia	0,08/0,03	0.06/0.03
Produzione Nazionale	3,85/1,90	4.11/2.08
totale	41,90/18,31	43.02/19.04

Un altro punto fondamentale è la disponibilità del gas naturale: in Italia nel 2010 è stata pari a 82,68 miliardi di metri cubi, in aumento di 5 miliardi di metri cubi (+6,4%) rispetto al 2009.

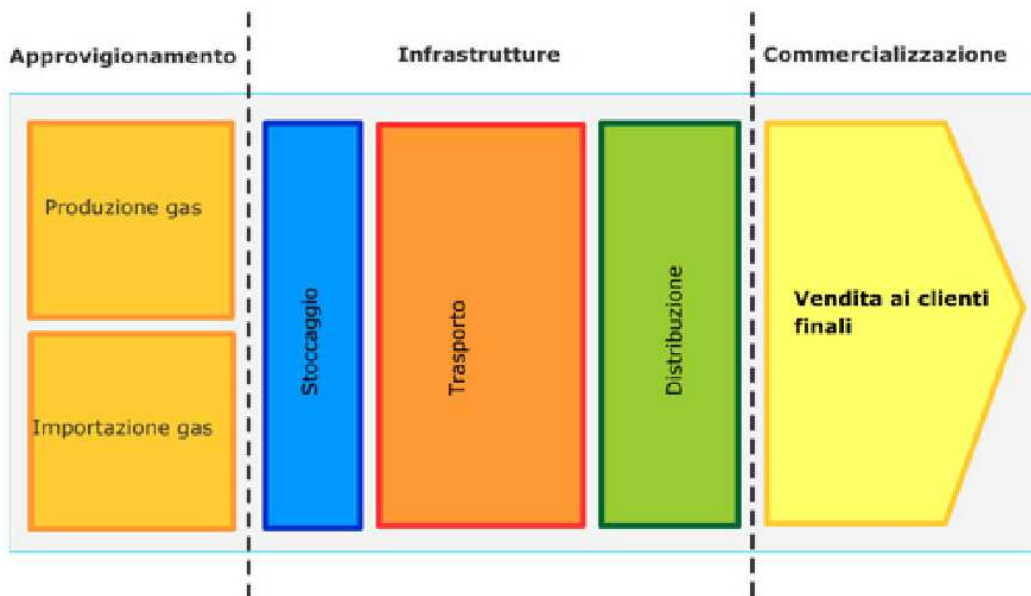
I quantitativi di gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale sono aumentati dell'8,3%, raggiungendo gli 83,32 miliardi di metri cubi. L'aumento dei quantitativi di gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale è dovuto principalmente alle maggiori importazioni (+6,50 miliardi di metri cubi; +9,5%). La produzione nazionale di 8,15 miliardi di metri cubi è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2009 (8,23 miliardi di metri cubi).

La domanda di gas in Italia nel 2010 è stata pari a 82,98 miliardi di metri cubi, in aumento di 4,96 miliardi di metri cubi (+6,4%) rispetto al 2009, a seguito della ripresa dei consumi dopo la recente crisi economica. L'aumento ha riguardato tutti i settori e, in particolare, il residenziale e terziario (+7,1%), l'industriale (+7,0%) e il termoelettrico (+4,4%).

Gli interventi di sviluppo e potenziamento delle infrastrutture di trasporto hanno permesso di incrementare, all'inizio dell'anno termico 2010-2011, la capacità di trasporto della rete a 368,4 milioni di metri cubi/giorno (+0,8% rispetto all'inizio dell'anno 2009-2010).



Quindi riassumendo in modo schematico la filiera del gas (il ciclo che parte dalla produzione nel territorio nazionale o importazioni dall'estero fino ad arrivare alla vendita ai clienti finali che possono essere domestici o industriali) è suddivisa nel seguente modo:



- Approvvigionamento: questa è l'attività che mi permette di reperire l'adeguata quantità di gas naturale necessaria per soddisfare il fabbisogno energetico nazionale. Il gas naturale proviene dall'importazione o produzione nel territorio italiano.
- Trasporto e dispacciamento: i trasportatori nazionali prendono in consegna il gas proveniente dai punti di entrata e lo consegnano agli operatori collegati con la rete di distribuzione locale, mentre per quanto riguarda il dispacciamento, si intende quella attività di gestione dell'offerta (quasi costante nell'arco dell'anno) e domanda (segue un andamento variabile in base alla stagione estiva e invernale)
- Stoccaggio: per far fronte alla variazione domanda e offerta, sono presenti degli impianti che permettono l'accumulo e l'erogazione del gas in determinati periodi.
- Distribuzione: attività che consiste nel trasportare il gas ai clienti per conto degli shippers (tutto ciò è regolamentato attraverso un contratto e una tariffa)
- Vendita: attività che gestisce la commercializzazione del gas (e tutte le attività inerenti alle bollette) con i clienti finali.

CAPITOLO 2

2.1 La liberalizzazione del mercato italiano del gas naturale

In questo paragrafo andremo a fare una panoramica delle prime delibere riguardanti la regolamentazione del mercato fino agli ultimi aggiornamenti e in alcuni casi vengono posti degli esempi.

Il regolatore nel mercato del gas è rappresentato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), un'autorità indipendente di regolazione istituita con la legge 14 novembre 1995, n. 481. Le sue competenze fanno riferimento alla determinazione delle tariffe base, i parametri e gli altri elementi di riferimento, il livello di qualità dei servizi erogati e alle condizioni di accesso alle reti. Le tariffe sono i prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte mentre per i parametri di riferimento ci si riferisce alla determinazione della tariffa attraverso il metodo price-cap (limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale) e sono: tasso di variazione medio annuo riferito ai 12 mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai rilevato dall'ISTAT; obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività (su base triennale).

Nel caso specifico ci si riferisce al sistema tariffario in due regimi validi fino al 1 luglio 2001:

Regime amministrato: dove si indicano le tariffe del gas identificate dalle aziende distributrici agli utenti finali nel settore civile, terziario e industriale ma escludendo quei clienti con una richiesta di consumo superiore a 200000 m³; esse erano composte essenzialmente da due componenti principali: Il prezzo industriale che comprendeva il costo della materia prima e i costi relativi alla gestione della rete di distribuzione (aggiornato dall'aeeG) e calcolato dalle singole aziende distributrici nel rispetto di una determinata metodologia che andremo a vedere in seguito; e le imposte di competenza legislativa relativa sulla produzione e sui consumi.

Il ricavo di ogni azienda distributtrice teneva conto dei costi affrontati per garantire il servizio e comprendendo l'adeguata remunerazione.

La tariffa teneva conto di un termine fisso e una quota proporzionale ai consumi ma prima di analizzarli nello specifico si devono definire le categorie d'uso: T1 per uso di cottura di cibi e produzione di acqua calda con valori prefissati dal metodo su scala nazionale; T2 per uso di riscaldamento individuale; T3 per uso di riscaldamento centralizzato (per esempio condomini) e T4 per gli usi industriali e artigianali con consumi tra i 100000 m³ e 200000 m³. Il valore fisso veniva stabilito in base al tipo di utilizzo del gas: 36000 l all'anno per gli utenti che impiegavano il gas per la cottura e produzione dell'acqua calda; 60000 l all'anno per il riscaldamento individuale o 41,4 l/m³ per gli altri usi mentre per quanto riguarda la quota proporzionale ai consumi era stabilita per le tariffe T1 e T4 sulla base del decreto ministeriale del 1996 e aggiornata successivamente.

Per quanto riguarda gli aggiornamenti delle tariffe, si aveva un aggiornamento annuale per le variazioni dell'incidenza della quota fissa mentre si ha un aggiornamento bimestrale per la componente proporzionale ai consumi e in particolare al costo della materia prima. Quest'ultimo viene collegato al costo del gasolio per il riscaldamento rilevato dal ministero dell'industria.

Regime di sorveglianza: Nel 1997 la società SNAM rete gas ha stipulato un accordo con Confindustria che di conseguenza è stata rinnovato nel 2000 e prevedeva un determinato accordo tariffario per tutti quei clienti industriali che avessero consumi superiori ai 200000 m³ anche se non connessi direttamente con SNAM.

I contratti che venivano stipulati erano classificati in base alla tipologia di fornitura: Continua cioè che non poteva subire interruzioni e il cliente sceglieva tra: tariffa monomia, cioè veniva proposto un prezzo iniziale, risultato di una valutazione fatta sulla base del profilo di consumo previsto della massima punta annuale di prelievo. Essa era dunque diverso da cliente a cliente. Sono previste correzioni di tale prezzo (penali o accrediti) qualora l'effettivo profilo di prelievo del cliente si discosti, in modo più o meno gravoso per il fornitore, da quanto sottoscritto contrattualmente; binomia per bassa utilizzazione e binomia per alta utilizzazione: viene proposta una tariffa costituita da una parte fissa, legata alle capacità impegnate, e da una parte variabile legata agli effettivi consumi; continua con sospensione programmata dei prelievi nella quale è garantita la continuità della fornitura tranne che in uno o due mesi solari preventivamente concordati con

SNAM nel corso dei quali il cliente si impegna di ridurre o a sospendere i prelievi; interrompibile nella quale il fornitore può chiedere la sospensione o la limitazione solo in seguito a un preavviso.

Sono presenti anche degli sconti e facilitazioni su alcune voci di prezzo al verificarsi di alcune condizioni e ora analizziamo le più importanti: sconto per la produzione di energia elettrica: il cliente comunica alla SNAM i valori mensili dei quantitativi di gas impiegati per i quali non sia previsto l'assoggettamento alle imposte e della quantità di energia elettrica prodotta con il gas e in base a questi dati, al cliente viene corrisposto mensilmente uno sconto; facilitazioni per i clienti con più stabilimenti: ai clienti che sono regolari nei pagamenti con contratti di somministrazione continua di gas relativamente a stabilimenti della stessa società si tiene conto di uno sconto mensile sulla tariffa; sconto aggiuntivo di stagionalità: solo per le tariffe di tipo binomio viene riconosciuto questa riduzione sulla tariffa per i mesi di luglio, agosto e settembre; sconto per regolarità di prelievo: ai clienti che sono regolari nei pagamenti nel corso dell'anno viene riconosciuto uno sconto sugli importi mensili relativi al termine fisso, al termine proporzionale e anche per eventuali addebiti per il mancato rispetto dei limiti di prelievo e infine premio per regolarità nei pagamenti: sconto del 1,5% sugli importi relativi all'abbonamento se i pagamenti effettuati dai clienti sono stati regolari.

Il primo passo verso la liberalizzazione avviene attraverso la Direttiva della comunità europea(n.30) del 22 giugno 1998 dove si definiscono i principi per la realizzazione di un mercato di tipo concorrenziale. Permette agli stati membri di imporre alle imprese operanti nel settore obblighi di servizio pubblico, sono imposte delle regole per la gestione o la costruzione degli impianti e la fornitura del gas naturale.

Per quanto riguarda il trasporto e lo stoccaggio del gas liquefatto, le imprese operanti devono garantire affidabilità, efficienza, rispetto ambientale e sicurezza senza porre discriminazione tra gli utenti connessi; la distribuzione cioè il trasporto attraverso le reti locali ai clienti può essere imposta dagli stati alle imprese del settore distribuzione e fornitura a tariffe regolamentate e infine l'accesso al sistema da parte delle imprese e dei clienti idonei può essere determinato da ogni stato attraverso due modalità: negoziato dove le imprese devono rendere pubbliche le proprie condizioni per l'utilizzo del sistema e regolamentato basato su tariffe di accesso e su obblighi e condizioni prestabiliti.

Prima abbiamo parlato di clienti idonei e con la direttiva n.30 si definiscono tali: gli impianti a gas per la produzione di energia elettrica, i clienti con consumi superiori a 25 milioni di m³ da subito, 15 milioni dopo 5 anni e 5 milioni dopo 10, i clienti per un'apertura minima del 20% del totale consumo annuale del mercato nazionale da subito, 28% dopo 5 anni e 33% dopo 10 anni.

In Italia la direttiva viene percepita attraverso il decreto legislativo n. 164 del 23 maggio 2000 e si suddivide in vari titoli:

Titolo I: liberalizzazione del mercato interno del gas per le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale in qualunque sua forma.

Titolo II: l'attività di importazione di gas naturale prodotto in paesi non appartenenti all'UE è soggetta all'autorizzazione del ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato; per il rilascio dell'autorizzazione bisogna soddisfare alcuni requisiti: capacità tecniche e finanziarie per l'importazione, affidabilità per l'approvvigionamento e il trasporto, disponibilità di stoccaggio strategico ubicato nel territorio nazionale nella misura del 10% delle quantità di gas naturale importato in ciascun anno; inoltre sono presenti delle disposizioni per l'incremento delle riserve nazionali di gas, incentivazione per la coltivazione del gas naturale.

Titolo III: l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale sono di interesse pubblico, inoltre Le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento sono tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui esse dispongono abbia idonea capacità, e le opere necessarie a realizzare l'allacciamento devono rispettare i criteri stabiliti dall'AEEG, le imprese devono svolgere le attività di dispacciamento e trasporto in modo tale da non ostacolare la parità delle condizioni di accesso al sistema. Inoltre viene data la definizione di rete nazionale di gasdotti.

Titolo IV: l'attività di stoccaggio del gas naturale in giacimenti si basa su la concessione che viene rilasciata dal ministero dell'industria, commercio e artigianato con una durata non superiore ai 20 anni, ai richiedenti che dimostrino di svolgere la suddetta attività(svolgendo i propri compiti in modo coordinato in modo tale da garantire l'ottimizzazione e l'affidabilità del sistema.)

Titolo V: L'attività di distribuzione è di servizio pubblico, quest'ultimo è assegnato mediante gare d'appalto per un periodo non superiore a 12 anni a società per azioni o a responsabilità limitata, società cooperative a responsabilità limitata; gli enti locali che affidano il servizio hanno il compito di controllare e programmare le attività di distribuzione. Inoltre la gara è aggiudicata sulla base delle migliori condizioni economiche e prestazioni del servizio (valutando la qualità e sicurezza).

Entro il 1 gennaio 2003 gli enti locali si devono adeguare in base alle disposizioni del decreto mediante l'indizione di gare per l'affidamento o con la trasformazione delle attuali gestioni in società di capitali o in società cooperative a responsabilità limitata. Infine le imprese di distribuzione svolgono l'attività di dispacciamento sulla propria rete e devono rispettare i seguenti obblighi: allacciare i propri clienti, previa richiesta e se sono soddisfatti i requisiti di fattibilità tecnico-economica stabiliti dall'AEEG. Esse devono promuovere il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, cercando di rispettare il protocollo di Kyoto. Infine viene verificato l'allacciamento dei clienti attraverso personale tecnico sul luogo.

Per quanto riguarda le attività di vendita a clienti finali, le imprese devono essere autorizzate dal ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (a decorrere dal 1 gennaio 2003). L'autorizzazione viene rilasciata solo in determinate condizioni: capacità tecniche e finanziarie adeguate, dimostrazione della provenienza del gas e affidabilità sulle condizioni di trasporto.

Dal 1 gennaio 2003, le imprese che svolgono l'attività di vendita devono offrire ai propri clienti il servizio di modulazione e inoltre dal 1 luglio 2002, per i clienti che hanno un consumo di gas superiore a 200000 m³ si impone una tariffazione oraria.

Titolo VI: alle imprese vengono applicate le norme sulla libertà di concorrenza: a decorrere dal 1 gennaio fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa può vendere, direttamente o a mezzo di società controllate, più del 50% dei consumi di gas nazionale su base annuale, mentre dal 1 gennaio 2002 fino a dicembre 2010 nessuna impresa può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, direttamente o a mezzo di società controllate, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. Inoltre è obbligatorio per le imprese nel settore del trasporto, dispacciamento di gas naturale, nella distribuzione e vendita, di scambiare informazioni sufficienti in modo tale da garantire un funzionamento ottimale del sistema.

A decorrere dal 1 gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas.

Titolo VII: i clienti assumono la qualifica di "idoneo" in determinati casi: aziende che acquistano il gas per la produzione di energia elettrica, aziende che acquistano il gas per la cogenerazione di energia elettrica e calore, clienti finali che hanno un consumo annuo superiore a 200000m³, consorzi e società con consumi annui maggiori di 200000m³, i clienti grossisti e le imprese di distribuzione del gas per il volume consumato dai loro clienti nell'ambito del loro sistema di distribuzione. Vengono determinate le tariffe da parte dell'AEEG per i clienti non idonei, in modo tale da dare un'adeguata ripartizione dei benefici tra clienti e imprese, per quanto riguarda le tariffe di trasporto dispacciamento e stoccaggio si deve tener conto di non penalizzare le aree con minor disponibilità di infrastrutture facendo sì di sviluppare le loro potenzialità e capacità di crescita. Le tariffe di trasporto tengono conto della capacità impiegata e della distanza percorsa mentre quelle di distribuzione si preoccupano di innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia (fino al 31 dicembre 2000, le imprese determinano le tariffe per la distribuzione, stoccaggio, trasporto e le pubblicano).

Titolo VIII: si definiscono i compiti del ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato: provvedere alla sicurezza, alla programmazione ed economicità del sistema nazionale del gas, salvaguardare la continuità e la sicurezza degli approvvigionamenti e il sistema di stoccaggio.

Inoltre svolgono un ruolo di promozione per le iniziative nel settore.

Vengono stabiliti i criteri per il rilascio delle autorizzazioni per lo svolgimento di tutte le attività inerenti al settore del gas e resi pubblici dall'AEEG.

Titolo IX: le imprese con sede in Italia, hanno il diritto, in base alla direttiva n.30 1988, di accedere ai sistemi del gas e concludere contratti di fornitura con clienti idonei appartenenti all'UE, Le imprese del gas aventi sede in altri Paesi membri dell'Unione europea e quelle aventi sede in Italia ma controllate direttamente o indirettamente da imprese aventi sede in altri Paesi membri dell'Unione europea hanno diritto di concludere contratti di vendita con clienti dichiarati idonei. Inoltre l'AEEG ha competenza di risolvere le controversie che riguardano l'accesso al sistema.

Titolo X: per garantire la sicurezza del sistema nazionale del gas e dell'attuazione della transizione ai nuovi assetti, il ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, entro due anni, emana apposite direttive per garantire la tempestiva e funzionale attuazione degli adempimenti necessari.

2.2 Delibere per il trasporto del gas naturale

Delibera 120/01 Questa delibera prevede che l'AEEG (attraverso l'art. 23) determini le tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale in modo tale da assicurare un rientro del capitale investito e cercando di non penalizzare le aree con minore disponibilità di infrastrutture. Le tariffe devono tener conto sia della capacità impegnata e della distanza di trasporto ma anche della quantità di gas trasportata indipendentemente dalla distanza. Inoltre le tariffe sul trasporto nella rete nazionale sono determinate in relazione ai punti di entrata e uscita tenendo conto della distanza in modo equilibrata cercando di minimizzare le penalizzazioni territoriali. E' previsto un periodo di regolazione della durata di 4 anni (1/10/2001 al 30/09/2005), all'interno dei quali si aggiorna i criteri e le tariffe annualmente cercando di stimolare il perseguimento degli obiettivi da parte delle imprese.

I ricavi per le attività di trasporto, dispacciamento e di utilizzo degli impianti di GNL sono determinati sommando tre elementi principali: costi operativi (comprendono tutte le spese operative di carattere generale attribuibili all'attività di trasporto o di rigassificazione), costo riconosciuto del capitale investito netto che corrisponde al 7,94% per le attività di trasporto e al 9,15% per le attività di rigassificazione e infine agli ammortamenti tecnico-economici.

Per il calcolo dei ricavi di riferimento RT ci si basa sulla somma di varie componenti distinguendo le imprese che svolgono attività di trasporto e di rigassificazione:

- Le componenti dell'attività di trasporto sono: RT^E è la quota parte dei ricavi relativa all'energia associata ai volumi trasportati (corrisponde al 30% di RT), RT^N e RT^R sono le quote parte dei ricavi relative alle attività di trasporto e di dispacciamento di gas naturale, rispettivamente, sulla rete nazionale e regionale di gasdotti, imputata alla capacità di trasporto conferita di tali reti (corrisponde al 67% di RT); RT^F è la quota imputata in misura fissa a ciascun punto di riconsegna (corrisponde al 3% di RT).
- Le componenti dell'attività di rigassificazione sono: RL^E è la quota parte dei ricavi relativa all'attività di rigassificazione di GNL, imputata all'energia associata al GNL rigassificato e RT^C è la quota parte dei ricavi applicata alla capacità del terminale (le percentuali sono ripartite rispettivamente del 30% e 70%).

Per quanto riguarda la determinazione della tariffa di trasporto si utilizza la seguente formula:

$$T = (K_e * C_{Pe}) + (K_u * C_{Pu}) + (K_r * C_{Rr}) + CF + E * (CV + CV^p);$$

dove:

- K_e è la capacità conferita all'utente nel punto di entrata e della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi /giorno (mc/g);
- C_{Pe} è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti relativo ai conferimenti nel punto di entrata, espresso in lire per metro cubo/giorno;
- K_u è la capacità conferita all'utente nel punto di uscita u della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi /giorno (mc/g);
- C_{Pu} è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, relativo ai conferimenti nel punto di uscita u della rete nazionale di gasdotti, espresso in lire per metro cubo/giorno;
- K_r è la capacità conferita all'utente nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espressa in metri cubi /giorno (mc/g);
- C_{Rr} è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espresso in lire per metro cubo/giorno;
- CF è il corrispettivo fisso per ciascun punto di riconsegna, espresso in lire;
- E è l'energia associata al gas immesso in rete, in GJ;
- CV è il corrispettivo unitario variabile, espresso in lire per GJ;
- CV^p è il corrispettivo integrativo di cui al precedente articolo 4, espresso in lire per GJ.

I corrispettivi unitari della formula sono determinati in base a un metro cubo di gas in condizioni standard (pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 15°C)

Negli anni successivi al primo periodo di regolazione, le tariffe e i ricavi di riferimento vengono aggiornati attraverso il metodo price cap, applicando ai valori dell'anno precedente un tasso di variazione della produttività e uno riferito ai prezzi al consumo delle famiglie di operai e impiegati; quanto detto viene riportato nelle seguenti formule:

$$a) RT_t^N = RT_{t-1}^N (1 + I_{t-1} - RP + Y + Q + W);$$

$$b) RT_t^R = RT_{t-1}^R (1 + I_{t-1} - RP + Y + Q + W);$$

$$c) RL_t^C = RL_{t-1}^C (1 + I_{t-1} - RP^L + Y + Q + W);$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione riferito dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati;
- RP è il tasso annuale di variazione della produttività per le reti di trasporto, pari al 2 %;
- RP^L è il tasso annuale di variazione della produttività per i terminali di Gnl, pari all'1%;
- Y è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo;
- Q è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di eventuali recuperi di qualità rispetto a standard prefissati;
- W è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di eventuali nuove attività volte al controllo della domanda e all'uso efficiente delle risorse.

Il suddetto metodo permette di incentivare la crescita e lo sviluppo delle attività di trasporto e rigassificazione (limitando i loro profitti) e di far utilizzare alle imprese un adeguato comportamento attraverso la limitazione dei costi.

Delibera 166/05 la delibera 120/01 viene modificata e integrata attraverso la delibera 166/05 in cui si analizzano sempre le tariffe di trasporto dispacciamento e utilizzo degli impianti GNL. Essa ha validità dal 1/10/2005 al 30/09/2009 quindi con regolazione di 4 anni, costante alla precedente delibera, in modo da rendere le tariffe coerenti con la programmazione e la realizzazione degli investimenti caratteristici delle infrastrutture di trasporto e di minimizzare gli elementi di incertezza e instabilità anche in relazione al notevole sviluppo previsto per gli investimenti in quest'ultime. Si è introdotto un corrispettivo per l'attività di misura a partire dall'anno termico 2006-2007 e transitoriamente non prevedere alcun corrispettivo fisso del trasporto nell'anno termico 2005-2006 al fine di eliminare le limitazioni che erano state imposte allo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita ai clienti finali. Il servizio di misura comprende l'attività di installazione e manutenzione degli strumenti di misura (metering), inoltre comprende anche le attività di raccolta, validazione e trasmissione dei dati prodotti da suddetti strumenti (meter reading).

Tale servizio permette la gestione della rete e la corretta quantificazione delle perdite economiche relative ai servizi di vendita, stoccaggio, trasporto e dispacciamento; l'attività di meter reading è svolta dalle imprese di trasporto nell'ambito del servizio erogato dalle stesse mentre l'attività di metering è svolta da una molteplicità di soggetti che sono titolari dell'impianto di misura.

La nuova formula per il calcolo delle tariffe di trasporto e dispacciamento è la seguente:

$$T = (Ke * CPe) + (Ku * CPu) + (Kr * CRr) + CM + E * (CV + CV^p)$$

Dove CM è il corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna e viene definito dall'AEEG.

Attraverso la delibera 135/09 si ha avuto la proroga della validità delle tariffe di trasporto e dispacciamento fino al 31/09/2009.

Delibera 184/09 Le tariffe di trasporto e dispacciamento e misura del gas naturale per l'Anno 2011 sono state approvate con delibera dell'Autorità ARG/gas 218/10 e calcolate secondo quanto stabilito dall'Autorità nella delibera n. 184/09.

La tariffa di trasporto T per l'Utente che consegna il gas nel Punto di Entrata "e" e lo preleva al Punto di Riconsegna "r" è data dalla seguente formula:

$$T = (K_e * C_{Pe}) + (K_u * C_{Pu}) + (K_r * C_{Rr}) + V * (C_V + C_V^P)$$

dove:

- V : quantitativo di gas immesso in rete, espresso in metri cubi; .

La tariffa di trasporto del gas è quindi costituita dalle seguenti componenti:

- quota capacity su RNG: $(K_e * C_{Pe}) + (K_u * C_{Pu})$
- quota capacity su RRG : $(K_r * C_{Rr})$
- quota commodity: $V * (C_V + C_V^P)$

Nel caso in cui il servizio di trasporto sia svolto attraverso la sola Rete nazionale di gasdotti, i corrispettivi C_V e C_V^P sono ridotti del 60% (art.14.4 della Deliberazione n°184/09).

Nel caso in cui il servizio di trasporto sia svolto attraverso Reti Regionali di gasdotti senza transito attraverso la rete nazionale, i corrispettivi C_V e C_V^P sono ridotti del 40% (art.14.5 della Deliberazione n°184/09). E' istituito per l'anno 2011 un corrispettivo transitorio CM^T per la remunerazione del servizio di misura svolto dalle imprese di trasporto, ed è applicato dalle imprese alla capacità conferita nei punti di riconsegna agli utenti del servizio (art.2.1 della Deliberazione n°184/09).

Alla rete di gasdotti si applica il sistema tariffario "entry-exit": le tariffe pagate dall'impresa in ingresso e dal cliente in uscita dal sistema sono fra loro indipendenti e di conseguenza svincolate dal percorso effettivo dal gas immesso nel Punto di Entrata "e" e prelevato nel Punto di Uscita "u". Le tariffe di entry e di exit sono calcolate ed applicate dall'Impresa Maggiore per tutto il sistema di trasporto nazionale, ed i relativi ricavi saranno ripartiti tra Snam Rete Gas ed l'impresa operante nel settore del trasporto.

Il corrispettivo C_{Rr} rimane costante per tutto il sistema regionale italiano e viene calcolato dall'impresa maggiore nel rispetto della delibera 184/09 e corrisponde a 1,201596 €/anno/m³/giorno; inoltre sono presenti degli incentivi per tutti i punti di uscita che hanno un tratto di rete con lunghezza D inferiore a 15 Km dalla rete nazionale(per determinare questo incentivo ci si basa sulla seguente formula: $D/15 * C_{Rr}$).

Per quanto riguarda i corrispettivi variabili C_V e C_V^P sono applicati ai volumi immessi nei punti di entrata e di quelli nei punti di consegna di produzione nazionale, e i loro valori sono rispettivamente $C_V = 0,003168$ €/m³/giorno e $C_V^P = 0,000261$ €/m³/giorno. L'impresa maggiore definisce i corrispettivi variabili C_V .

L'impresa maggiore permette di attuare un servizio di trasporto interrompibile nei punti di entrata collegati con l'estero secondo dei criteri che sono pubblicati nel codice di rete. Inoltre essa stabilisce le capacità interrompibili e continue nei punti di entrata. I clienti che vogliono accedere alle tariffe per il servizio di trasporto interrompibile devono fare richiesta all'impresa nel settore di trasporto attraverso una determinata procedura(si certifica che i clienti che richiedono capacità di trasporto interrompibile siano stati inseriti nella comunicazione effettuata all'Impresa Maggiore attraverso il sistema informativo predisposto).

Le imprese nel settore del trasporto devono, inoltre, riconoscere alle imprese di produzione di energia elettrica connesse direttamente al sistema una riduzione del corrispettivo variabile C_{Rr} .

La tariffa del servizio di misura TM per il gas per l'anno 2011 su base annuale per l'utente è data dalla seguente formula:

$$TM = K_r * CM^T;$$

dove:

- CM^T è il corrispettivo unitario transitorio istituito, in base all'articolo 2.1 della

Deliberazione n. 184/09, per l'anno 2011, relativo ai conferimenti nei punti di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno(il suo valore è 0,059114 con validità per tutto l'anno 2011);

- K_r è la capacità conferita all'utente nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espressa in metri cubi /giorno;

Ora facciamo un esempio esplicativo:

Si consideri uno shipper che ha la necessità di servire un cliente a Milano, con consumo pari a 2,7 milioni di metri cubi. I quantitativi sono consegnati nel punto di entrata "Tarvisio" e riconsegnati nel sito di prelievo di "Milano".

A tal fine chiede il conferimento delle seguenti capacità di trasporto:

- Punto Entrata Tarvisio = 8.000 Smc/g
- Punto Entrata Hub Stocc. = 2.000 Smc/g
- Punto Uscita = 10.000 Smc/g
- Punto Uscita Hub Stocc. = 1.000 Smc/g
- Punto Riconsegna Milano = 10.000 Smc/g

- Corrispettivi di capacità rete nazionale:

Punto entrata		Tarvisio	HUB stocc.
Capacità conferita Ke	Smc/g	8000	2000
CPe	€/anno/Smc/g	0.849238	0.163796
	€	6793.904	327.5920

+

Punto uscita		Prelievo Milano	HUB stocc.
Capacità conferita Ku	Smc/g	1000	1000
CPu	€/anno/Smc/g	0.967840	0.383436
	€	9678.40	383.436

=

QUOTA RNG = 17183.332 €

- Corrispettivi di capacità rete regionale:

+

QUOTA RRG = 12015.96 €

Punto uscita		Prelievo Milano
Capacità conferita Kr	Smc/g	1000
CRr	€/anno/Smc/g	1.201596
Distanza da RNG	Km	>15Km
	€	12015.96

- Corrispettivo variabile:

+

QUOTA VARIABILE=9207.1 €

Volume	Smc	2700000
Quota di copertura perdite	Smc	14922.682
Volume totale	Smc	2685077
Cv+CV ^P	€/Smc	0.003429
		9207.130

CORRISPETTIVO PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

= 38406.422 €

- Corrispettivo transitorio di misura:

Punto uscita		Prelievo Milano
Capacità conferita Kr	Smc/g	1000
CM ¹	€/anno/Smc/g	0.059114
	€	591.140

+

CORRISPETTIVO PER IL SERVIZIO DI MISURA = 591.140 €

CORRISPETTIVO PER IL SERVIZIO PER IL TRASPORTO E MISURA = 38997.562 €

2.3 Delibere per lo stoccaggio del gas naturale

Delibera 26/02: L'art. 23 del decreto 164/00 definisce che l'AEEG determina le tariffe per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione in modo da assicurare un'adeguata remunerazione del capitale investito, e si tiene conto, inoltre, di non penalizzare le aree con minor disponibilità di infrastrutture.

Ci si pone l'obiettivo di incentivare gli investimenti per il potenziamento delle capacità tenendo presente i vari rischi associati alle attività minerarie. L'art.11 definisce che l'attività di stoccaggio è basata su concessione con una durata non superiore a 20 anni ai richiedenti che ne abbiano capacità tecniche economiche e finanziarie (rilasciata dal ministero dell'industria, commercio e dell'artigianato).

L'art. 12 invece richiede ai titolari di più concessioni di stoccaggio di gestire quest'ultimi in modo concreto e integrato con il sistema. Infine l'art. 18 prevede che le imprese di vendita versino un corrispettivo ai titolari dell'impianti di stoccaggio.

In base a questi articoli, si è ritenuto opportuno costruire un piano tariffario per l'ordinamento dell'attività di stoccaggio in funzione dei costi, definire i criteri per la determinazione del capitale netto investito e i costi per l'erogazione del servizio con riferimento a ogni impresa (cercando di favorire lo sviluppo della capacità), prevedere un piano di regolazione della durata di 4 anni in cui annualmente viene svolto un aggiornamento delle tariffe (nel primo periodo di regolazione si impone una tariffa unica per tutte le imprese a prescindere dal numero di concessioni che richiede al fine di coordinare la gestione nel sistema) e infine le imprese che coordinano impianti non ancora a regime, è permesso optare per la libertà tariffaria cercando così di incentivare nuove concessioni.

I ricavi di un'impresa di stoccaggio sono dati dalla somma di varie componenti:

Ricavi di riferimento complessivi = $RS = RS^D + RS^E + RS^N + RS^P + RS^S$

Dove:

- RS^D è la quota dei ricavi relativa al servizio di stoccaggio di gas naturale, imputata ai quantitativi di gas detenuti dall'impresa ai fini di stoccaggio strategico e risultanti dal bilancio di chiusura del 2001;
- RS^E è la quota parte dei ricavi relativa al servizio di stoccaggio di gas naturale, imputata all'energia associata ai volumi iniettati ed erogati;
- RS^N è la quota parte dei ricavi relativa al servizio di stoccaggio di gas naturale, imputata ai quantitativi di gas acquisiti dall'impresa ai fini di stoccaggio strategico;
- RS^P è la quota parte dei ricavi relativa al servizio di stoccaggio di gas naturale imputata alla disponibilità di punta giornaliera;
- RS^S è la quota parte dei ricavi relativa al servizio di stoccaggio di gas naturale imputata alla spazio di stoccaggio;

La tariffa di stoccaggio TS che si applica al servizio di stoccaggio di modulazione, di stoccaggio minerario e strategico senza disponibilità di gas è data dalla seguente formula:

$TS = S * fs + PMG * fp + (EI + EE) * CVS$

dove:

- S è lo spazio conferito all'utente, espresso in GJ per anno;
- fs è il corrispettivo unitario di spazio, espresso in euro per GJ per anno;
- PMG è la massima disponibilità di punta giornaliera conferita all'utente nell'anno termico, espressa in GJ per giorno;
- fp è il corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera, espresso in euro per GJ per giorno;
- EI è l'energia associata al gas immesso in stoccaggio, espressa in GJ;

- EE è l'energia associata al gas erogato, espressa in GJ;
- CVS è il corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione, espresso in euro per GJ.

E' presente anche la tariffa TS_{cg} che si applica al servizio di stoccaggio strategico con disponibilità offerta dall'impresa e la formula per la sua determinazione è la seguente:

$$TS_{cg} = S * fs + Ed * fd + Eni * fni + PMG * fp$$

dove:

- Ed è l'energia associata al gas appartenente ai quantitativi di gas detenuti dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico, espressa in GJ per anno;
- fd è il corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico, espresso in euro per GJ per anno;
- Eni è l'energia associata al gas acquisito dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico nell'anno solare i-esimo, a partire dal 2002, messo a disposizione dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico, espressa in GJ per anno;
- fni è il corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas acquisito dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico nell'anno solare i-esimo, a partire dal 2002, messo a disposizione dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico, espresso in euro per GJ per anno.

Le tariffe di stoccaggio vengo aggiornate annualmente attraverso il metodo price cap, con riferimento ai valori dell'anno precedente, si riportano le formule qui sotto:

$$fs_t = fs_{t-1} * (1 + I_{t-1} - RP + Y);$$

$$b) fd_t = fd_{t-1} * (1 + I_{t-1} + Y);$$

$$c) fni_t = fni_{t-1} * (1 + I_{t-1} + Y);$$

$$d) fp_t = fp_{t-1} * (1 + I_{t-1} - RP + Y);$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito all'anno solare precedente quello di applicazione delle tariffe, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati;
- RP è il tasso di riduzione annuale dei costi per il servizio di stoccaggio, pari al 2,75 %;
- Y è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo.

Delibera 50/06 In questa delibera (che segue la delibera 26/02) si ha la nuova determinazione dei criteri per l'identificazione delle tariffe per le attività di stoccaggio nel periodo che va dal 1 aprile 2006 al 31 marzo 2010.

Le modalità di calcolo dei costi e ricavi devono essere coerenti con quella stabilita nel primo periodo di regolazione cercando di ripartirli in una quota relativa ai corrispettivi di capacità di stoccaggio e una all'energia movimentata prevedendo un sistema che permetta la remunerazione del capitale investito e l'incremento delle possibilità per la realizzazione di nuovi impianti (aumentare la disponibilità di stoccaggio per soddisfare la domanda nazionale, anche se, quando è stata emanata la delibera 50/06, il 98% della capacità era attribuita a un'unica impresa quindi non veniva stimolato lo sviluppo di nuovi giacimenti utilizzando tariffe differenziate tra le imprese). Di conseguenza si è pensato di introdurre una tariffa unica nazionale di stoccaggio, utilizzando un sistema di perequazione in modo tale da garantire il recupero dei ricavi spettanti a ogni impresa. Si è ritenuto necessario apportare altre modifiche o innovazioni per il miglioramento del servizio di stoccaggio: introdurre un sistema di garanzia che assicuri ciascuna impresa, incentivare i nuovi investimenti attraverso l'incremento del tasso di remunerazione rispetto a quello già riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio e del tasso riferito agli investimenti per la realizzazione di impianti di peak shaving (è formato da un impianto di liquefazione del gas naturale, da uno di stoccaggio e da un impianto di rigassificazione) in modo da aumentare la flessibilità del sistema e le prestazioni e differenziare i corrispettivi nelle fasi di iniezione ed erogazione al fine di stimolare un corretto utilizzo della disponibilità di stoccaggio dagli utenti.

Ciascuna impresa suddivide i propri ricavi complessivi RS in varie quote:

- RS^S è la quota riferita allo spazio di stoccaggio (costituisce la remunerazione del capitale investito relativa a terreni, pozzi, fabbricati ecc.. al 25%)
- RS^{PE} è la quota dei ricavi riferita alla capacità di erogazione (costituisce la remunerazione del capitale investito riguardante a centrali di trattamento, condotte e sistemi di misura al 50%)
- RS^{PI} è la quota dei ricavi riferita alla capacità di iniezione (costituisce la remunerazione del capitale investito riguardante centrali di compressione, condotte e sistemi di misura al 25%)

- RS^D è la quota parte dei ricavi attribuita al corrispettivo per la messa a disposizione del gas detenuto da parte dell'impresa ai fini del servizio di stoccaggio
- RS^E è la quota dei ricavi che si riferisce ai corrispettivi variabili di iniezione e erogazione costituiti dai costi operativi.

La tariffa di stoccaggio, TS, è una combinazione lineare dei corrispettivi unitari per le grandezze che quantificano la prestazione di stoccaggio. Nella formulazione più generale, la tariffa TS che si applica ai servizi di stoccaggio è data dalla seguente formula:

$$TS = (fS + US1 + US2) * S + fPI * PI + fPE * \sum \delta_i * PE_i + CVS * \sum y_i * E_i + fD * SS$$

dove:

- fS è il corrispettivo unitario di spazio di stoccaggio, espresso in GJ euro/ per anno;
- US1 è la componente tariffaria a copertura degli squilibri di perequazione, espressa in euro/GJ per anno;
- US2 è la componente tariffaria a copertura degli oneri derivanti dal contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, espressa in euro/GJ per anno;
- S è la capacità di spazio conferita su base annuale all'utente, espresso in GJ per anno;
- fPI è il corrispettivo unitario per la capacità di iniezione, espresso in €/GJ/giorno;
- PI è la capacità di iniezione conferita su base annuale all'utente, espressa in GJ/giorno;
- fPE è il corrispettivo unitario per la capacità di erogazione, espresso in €/GJ/giorno;
- PE_i è la capacità di erogazione conferita all'utente, espressa in GJ/giorno, per le diverse prestazioni di punta di erogazione;
- $\sum \delta_i$ è il coefficiente di normalizzazione che assume valore pari a 1 per la prestazione minima di erogazione del servizio di stoccaggio di modulazione, per il servizio di stoccaggio minerario e per il servizio di bilanciamento operativo e valore pari a 2 per la prestazione di punta addizionale del servizio di stoccaggio di modulazione;
- CVS è il corrispettivo unitario di movimentazione del gas, espresso in €/GJ;
- $\sum y_i$ è un coefficiente che tiene conto delle rispettive valorizzazioni dell'energia movimentata e vale 1 per l'energia in erogazione e in immissione in fase di iniezione e 0,5 per l'energia in immissione in fase di erogazione;
- E_i è l'energia associata al gas movimentato in erogazione e in immissione, al netto dei consumi tecnici, espressa in GJ;
- fD è il corrispettivo unitario di stoccaggio strategico, espresso in €/GJ per anno;
- Ss è la capacità di stoccaggio strategico attribuita su base annuale all'utente del servizio, espressa in GJ.

Delibera 119/10 stabilisce la regolamentazione per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio nel periodo 2011 al 2014. Sono state apportate delle modifiche e aggiornamenti alla delibera 50/06 ma anche riconfermando alcuni aspetti riportati in quest'ultima: fissare il tasso di rendimento del capitale investito pari al 6,7% per il servizio di stoccaggio, mantenere il meccanismo di incentivazione per nuovi investimenti, riconfermare l'adozione della tariffa unica nazionale per tutte le imprese del settore, introdurre una apposita quota di ricavo che va a coprire i costi di ripristino dei luoghi di stoccaggio (adottando anche dei metodi di riconoscimento degli scostamenti tra i costi di ripristino effettivi e le quote di ricavo), applicare per la definizione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del profit sharing, riconoscendo alle imprese di stoccaggio, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 50/06, applicare dei coefficienti di recupero di produttività per ciascun impresa di stoccaggio, in misura tale da tener conto dell'incremento delle efficienze di ciascuna impresa nel corso del secondo periodo di regolazione.

Inoltre, secondo la delibera 184/09, per le imprese che operano nel settore di stoccaggio è istituito un corrispettivo transitorio CM^S (riferito al 2011) per la remunerazione per il servizio di misura svolta da esse (il coefficiente viene determinato dividendo i ricavi complessi per il di misura per la capacità complessiva di stoccaggio)

Qui di seguito è riportata una tabella (dati forniti dall'allegato A della delibera 119/10) che identifica i valori dei corrispettivi di stoccaggio per l'anno 2012:

fS	0.181976 €/GJ/anno
fPI	9.988803 €/GJ/anno
fPE	13.175051 €/GJ/anno
CVS	0.084665 €/GJ
fD	0.154329 €/GJ/anno
Componente US1	0 €/GJ/anno
Componente US2	0.002578 €/GJ/anno
CM corrispettivo transitorio di misura	

2.4 Delibere per la rigassificazione del gas naturale

Delibera 178/05 stabilisce il criteri per la determinazione delle tariffe per la rigassificazione del gas naturale liquefatto(GNL), con un periodo di regolazione di 3 anni, inoltre le tariffe devono essere strutturate in modo tale da incentivare gli investimenti, lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione e mantenere una determinata stabilità tariffaria durante tale periodo.

La tariffa per il servizio di rigassificazione è continuativo TL su base annuale, per l'utente che approda al terminale, consegna GNL e ritira i volumi di gas rigassificati all'ingresso della RNG, è data dalla seguente formula:

$$TL = Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^P) * E$$

dove:

- Cqs è il corrispettivo unitario associato ai quantitativi contrattuali di Gnl, espresso in €/mc diGNL;
- QS sono le quantità contrattuali di Gnl consegnabili nell'anno, espresse in mc GNL/anno;
- Cna è il corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi, espresso in € per numero di approdi;
- NA è il numero annuo di approdi;
- CVL è il corrispettivo unitario variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in €/GJ;
- CVL^P è il corrispettivo unitario variabile integrativo per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in euro/GJ;
- E è la quantità di energia associata ai volumi di GNL rigassificati (al netto dei consumi e perdite), espressa in GJ/anno.

La tariffa per il servizio di rigassificazione spot, TLspot, è data dalla seguente formula:

$$TLspot = \alpha * Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^P) * E$$

dove α è un coefficiente che per il secondo periodo di regolazione è pari a 0,7.

Delibera 92/08 stabilisce i criteri per la determinazione delle tariffe di rigassificazione e sono state apportate delle modifiche alla precedente delibera 178/05:

si è deciso di ripristinare una durata del periodo di regolazione tariffaria a quattro anni anzichè tre, applicare il metodo del profit sharing per la determinazione dei costi operativi, prevedere che nella definizione della tariffa si colleghino tutti i costi per l'erogazione del servizio di rigassificazione offerto dall'impresa, e che le condizioni economiche di ulteriori servizi siano approvate dall'AEEG.

Inoltre si è introdotto un corrispettivo riferito alla capacità di trasporto nel punto di entrata interconnesso con terminali GNL(intera capacità del terminale) .

Le formule per determinare le tariffe del servizio continuativo e di spot sono rispettivamente:

$$TL = Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^P + CVL^U) * E$$

dove:

CVL^U è il corrispettivo unitario variabile al trattamento di consumi e perdite del terminale GNL

Mentre La tariffa per il servizio di rigassificazione spot, TLspot, è data dalla seguente formula:

$$TLspot = \alpha * Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^P + CVL^U) * E$$

dove α è un coefficiente che per il terzo periodo di regolazione è pari a 0,7.

La tabella riportata qui sotto indica i valori dei corrispettivi riguardanti la tariffa di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Panigaglia della società GNL Italia SpA(anno termico 2011-2012)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl	<i>Cqs</i> (euro/mc liquido/anno)	4,991963
Corrispettivo unitario associato agli approdi	<i>Cna</i> (euro/approdo)	33.896,048384
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	<i>CVL</i> (euro/GJ)	0,027605
	<i>CVL^U</i> (euro/GJ)	- 0,006433
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,6%

La tabella riportata qui sotto indica i valori dei corrispettivi riguardanti la tariffa di rigassificazione per il servizio su base spot per l'utilizzo del terminale di Panigaglia della società GNL Italia SpA (anno termico 2011-2012)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl	<i>Cqs</i> (euro/mc liquido/anno)	3,494374
Corrispettivo unitario associato agli approdi	<i>Cna</i> (euro/approdo)	33.896,048384
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	<i>CVL</i> (euro/GJ)	0,027605
	<i>CVL^U</i> (euro/GJ)	- 0,006433
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,6%

2.5 Delibera per la distribuzione e fornitura del gas naturale ai clienti finali

Delibera 237/00: definisce i criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione(TD) del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato dal 1 luglio 2001. Le imprese appartenenti al settore formulano la proposta tariffaria(combinazione di quote fisse comparate agli impegni di prelievo, espresse in lire/cliente/anno e quote variabili comparate all'energia consumata o distribuita, espresse in lire/MJ, al netto degli oneri fiscali, eventualmente articolate per un massimo di sette scaglioni di consumo aventi valori decrescenti all'aumentare del consumo annuo; esse tengono conto anche della qualità del gas erogato e dalle condizioni climatiche che caratterizzano la località di distribuzione del gas) che è suddivisa in opzione base(l'opzione tariffaria obbligatoriamente definita dall'impresa) e opzione speciale(opzione tariffaria diversa dall'opzione tariffaria base, facoltativamente definita dall'impresa) seguendo uno schema dettagliato fornito dall'AEEG, inoltre la spesa unitaria annua non deve crescere in base al crescere dei volumi distribuiti a ciascun cliente. Ogni impresa non può ottenere dall'opzione tariffaria base un ricavo superiore al vincolo dei ricavi VRD per le tariffe di distribuzione. Le imprese possono proporre opzioni tariffarie speciali che non sono sottoposte ai vincoli sui ricavi e sono strutturate come segue: quote tariffarie fisse, quote variabili commisurate alle quantità vendute, all'impegno o al periodo di prelievo.

Per quanto riguarda la tariffa di fornitura ai clienti del mercato vincolato, è composta da una quota fissa e una variabile; quest'ultima è rapportata all'energia consumata in MJ e imputata in lire/metro cubo applicando il potere calorifico superiore e la correzione tariffaria degli errori di misura; la formula che la rappresenta è:

$$TV = QE + QVI + QT + QS + QL + TD + QVD$$

dove:

- QE è la quota a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso della materia prima utilizzata;
- QVI è la quota a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso per la vendita a clienti del mercato vincolato;
- QT è la quota a copertura dei costi di trasporto e dispacciamento;
- QS è la quota a copertura dei costi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione;
- QL è la quota a copertura dei costi di utilizzo dei terminali di GNL;
- TD è la quota variabile della tariffa per la distribuzione nell'opzione tariffaria base oppure, su richiesta del cliente, in un'opzione tariffaria speciale(quote variabili decrescenti e quote fisse crescenti all'aumentare del consumo); con la seguente tabella riporto l'esempio dei vari scaglioni che determinano la quota fissa e variabile:

Scaglione	Min scaglione(MJ)	Max scaglione(MJ)	Quota fissa(€/utente/anno)	Quota variabile(€/MJ)
1	1	10000	30	0.24
2	10001	100000	30	0.073
3	100001	400000	72	0.071
4	400001	2000000	288	0.07
5	2000001	4000000	720	0.069
6	4000001	8000000	1200	0.067
7	8000001	infinito	2400	0.021

- QVD è la quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito.

Le quote appena elencate e descritte erano sostituite dalla componente transitoria CMP, espressa in lire/MJ, calcolata per ogni bacino tariffario per mezzo della formula:

$$CMP = (V1 * Qm1 + V2 * Qm2 + V3 * Qm3)/Ev$$

dove:

- V1 è la quantità di gas naturale da metanodotto tal quale o miscelato, espressa in MJ, venduta a clienti del mercato vincolato;
- Qm1 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa in lire/MJ;

- V2 è la quantità di gas naturale trasportato con carri bombolai, tal quale o miscelato, espressa in MJ, venduta a clienti del mercato vincolato;
- Qm2 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa il lire/MJ;
- V3 è la quantità di gas manifatturato ottenuto da materie prime diverse, prodotto e distribuito, espressa in MJ, venduta a clienti del mercato vincolato;
- Qm3 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa in lire/MJ;
- Ev è la somma di V1, V2 e V3;

Delibera 134/01 essa porta una modifica fondamentale al calcolo della componente CMP nella delibera 237/00 e i nuovi valori sono determinati dalla seguente formula:

$CMP_{amb} = (\sum CMP_i * E_{ci}) / (\sum E_{ci})$ la sommatoria è compresa da $i=1$ a $i=Loca$ dove:

- Eci è il gas immesso nell'anno base, espresso in MJ, nell'i-esima località facente parte dell'ambito tariffario;
- Loca è il numero di località facenti parte dell'ambito tariffario;
- CMPi è la componente transitoria CMP, relativa alla i-esima località facente parte dell'ambito tariffario.

Delibera 138/03 qui si pone un ulteriore aggiornamento e integrazione della delibera 237/00 e in particolar modo le tariffe di distribuzione e fornitura del gas naturale sono date dalla somma delle seguenti componenti:

- Componente tariffaria della distribuzione costituita a sua volta da questi elementi: quota fissa e variabili (già descritti nella delibera 237/00), quota addizionale unitaria $\bar{\alpha}=0,027111$ euro/GJ, quota compensativa unitaria β dell'i-esimo ambito (queste componenti hanno validità fino al 30 settembre 2006)
- Componenti tariffarie di trasporto per l'i-esimo ambito e di stoccaggio per l'i-esimo: la prima è identificata dalla seguente formula:

$$QT_i = (\sum QTV_k * E_k) / (\sum E_k) + (\sum cf_k) / (\sum E_k) **$$

dove:

- QTVk è la quota relativa al costo di trasporto per l'impegno di capacità di rete nazionale e regionale e al costo variabile di trasporto fino al k-esimo impianto di distribuzione;
- cf_k è il corrispettivo fisso del trasporto del k-esimo impianto di distribuzione, secondo la delibera 120/01;
- Ek è l'energia complessiva media riconsegnata nel k-esimo impianto di distribuzione nei tre precedenti anni termici, espressa in GJ.

La seconda viene determinata in base a quanto definito dalla delibera 26/02 (QS=0,246052 euro/GJ).

- Corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso (CCI) determinato in questo modo: $CCI = CMP - QI - S$ dove CMP è il valore nazionale della materia prima pari a 5,837012 euro/GJ alla data dell'1 ottobre 2003, QI è la quota a copertura dei costi medi per il trasporto e il stoccaggio ai clienti e con riferimento all'anno 2001-2002 è pari a 1,131972 euro/GJ e infine S è la quota rappresentativa dello sconto da trasferire al cliente finale, pari a 0,067776 euro/GJ.
- Corrispettivo variabile relativo alla vendita al dettaglio QVD è determinato dalla delibera 237/00 ma con decorrenza 1 gennaio 2004, per tutti i clienti con consumo annuo fino a 20 GJ, l'impresa può determinare i valori del QVD aventi un incremento massimo determinato dalla seguente formula:
 $Im = 33.2\% * ((20 - Em) / 20)$ con Em, l'energia consumata nell'anno precedente, dall'm-esimo cliente.

** Con la delibera 205/05 si modifica il corrispettivo fisso cf_k, sostituendolo con il corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna CM_k.

Delibera 170/04 (con validità fino al 2009) si ha la stessa struttura della tariffa di distribuzione, solo che sono state apportate alcune modifiche alla quota variabile e fissa, dove la prima è composta da 5 componenti:

$$\text{QUOTA VARIABILE}(\text{€/Smc}) = \text{CCI} + \text{QS} + \text{QTi} + \text{TDVi} + \text{QVDi} * \text{M} * \text{PCS}$$

- CCI componente commercializzazione all'ingrosso;
- QS quota di stoccaggio: copre i costi di immagazzinamento del gas, conservato in depositi sotterranei da dove poi viene estratto per soddisfare la domanda del mercato del gas e per far fronte a delle emergenze (ha un valore che è unico in tutta la nazione);
- QT_i quota di trasporto;
- TDV_i quota variabile della tariffa di distribuzione locale;
- QVD_i quota vendita al dettaglio: copre i costi relativi alla vendita al dettaglio come ad esempio la gestione commerciale, i servizi al cliente. Essa rappresenta il 4,5% della bolletta ed è stabilita da due valori: uno fisso per ogni fornitura (il cosiddetto "punto di riconsegna", 3.6€/cliente/anno) e da un valore variabile legato ai consumi del cliente finale;
- M coefficiente di adeguamento legato a pressione e temperatura media nella località di fornitura;
- PCS potere calorifico superiore del gas, con lo scopo di convertire il prezzo da €/GJ a €/mc;

Infine analizziamo le due delibere attualmente in vigore per quanto riguarda la distribuzione (delibera 159/08) e la fornitura (64/09):

Delibera 159/08, (validità dal 2009 al 2012) come sappiamo la tariffa finale è determinata dalla somma di numerose componenti: quella riguardante la materia prima che a sua volta comprende il trasporto, stoccaggio e dispacciamento, il margine del venditore nel vendere una determinata quantità di gas e infine la tariffa di distribuzione che, come abbiamo visto precedentemente, è composta da una quota fissa e variabile. Quindi si può dire che le attività di vendita riguardano le società di vendita mentre le attività di distribuzione sono a carico della società di distribuzione. Andando ad analizzare le tariffe di distribuzione e misura, si identificano le tariffe obbligatorie cioè a livello nazionale l'autorità per l'energia elettrica e il gas ha individuato 6 ambiti tariffari, all'interno di ciascuno dei quali vengono applicate le medesime tariffe di distribuzione, indipendentemente dal soggetto distributore e dalle caratteristiche degli impianti.

I sei ambiti specifici sono:

Ambito centro sud-occidentale (Lazio e Campania);

Ambito meridionale (Sicilia e Calabria);

Ambito nord-occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria);

Ambito nord-orientale (Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Veneto, Emilia Romagna e Trentino Alto Adige);

Ambito centro sud-orientale (Molise, Abruzzo e Puglia);

Ambito centrale (Toscana, Marche e Umbria);

La tariffa obbligatoria è composta dalle seguenti componenti:

- T1 (T1(dis)+T1(mis)+T1(cot) ci si riferisce ai costi di capitale);
- T3 costi operativi €/Smc differenziato per scaglione di consumo
- UG1 squilibri dei sistemi di perequazione e conguagli. Il valore attualmente assunto da tale componente è riportato nella tabella qui sotto (0,2000 c€/Sm³);
- GS sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati €/m³ (0,1135 c€/Sm³, solo per i volumi distribuiti ad utenti NON domestici);
- RE oneri fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale (€/m³).
- RS oneri gravanti sul conto per la qualità dei servizi gas (€/m³).

Componenti tariffarie UG1, GS, RE ed RS, aggiornate all'2011 (dati forniti da AEEG, delibera 87/11)

Tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura	€cent/standard metro cubo
componente tariffaria UG1	0,200
componente tariffaria GS	0,1135
componente tariffaria RE	0,070
componente tariffaria RS	0,0100

Componenti tariffarie T1, aggiornate all'anno 2011 (dati forniti da AEEG, delibera 235/10):

Ambito nord-occidentale	€ per punto di riconsegna/anno
T1(mis)	47.12
T1(dis)	14.05
T1(cot)	0.76

Componenti tariffarie T3, aggiornate all'anno 2011 (dati forniti da AEEG delibera 235/10):

Ambito nord-occidentale		
Scaglioni di consumo	Standard metri cubo/anno	Corrispettivi unitari €cent/smc
1	1-120	0
2	121-480	7.5784
3	481-1560	6.9363
4	1561-5000	6.9363
5	5001-80000	5.1852
6	80001-20000	2.6267
7	200001-1000000	1.3620
8	Oltre 1000000	0.3794

I ricavi derivanti ai distributori dall'applicazione delle tariffe obbligatorie vengono confrontati annualmente con i ricavi ammessi (VRT = vincolo ricavi totale) per ciascuna impresa sulla base degli investimenti sostenuti e delle caratteristiche degli impianti.

Per il calcolo del VRT ci si basa sui dati caratteristici di ciascun impianto ad ogni distributore, in particolare viene assegnato dall'autorità un ricavo annuo per le attività di distribuzione e misura, indipendentemente da quanto fatturato, attraverso la tariffa di ambito e con opportuni conguagli rispetto a quanto incassato dall'applicazione della tariffa di ambito, il distributore deve riportarsi a tale ricavo. Il VRT è determinato per la copertura di: remunerazione e ammortamento del capitale investito centralizzato e del capitale investito di località (distribuzione e misura), costi operativi (distribuzione, misura-installazione, manutenzione, misura-raccolta, validazione e registrazione letture, commercializzazione).

Per la determinazione del VRT, l'autorità raccoglie annualmente i seguenti dati: investimenti centralizzati e sulle singole località, distinti per tipologia, contributi pubblici e privati eventualmente incassati, dismissioni, dati fisici (clienti finali, m³ distribuiti, lunghezza della rete ecc..) per la determinazione parametrica dei costi operativi.

Sulla base del VRT, l'autorità determina per ciascuna località una tariffa

di riferimento che, applicata ai consumi reali, determina i ricavi ammessi per il distributore.

La tariffa di riferimento è suddivisa in:

- La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione è denominata tariffa TVD ed è composta, in ciascun anno t, dalle seguenti componenti:
 1. $t(\text{cen})_{t,c}$ espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate;
 2. $t(\text{dis})_{t,c,i}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione. Tale componente è differenziata per ciascuna impresa distributrice c e per ciascuna località i;
 3. $t(\text{dis})_{t,d,r}$ espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione. Tale componente è differenziata in base alla densità d e alla classe dimensionale r, relativa ai punti di riconsegna serviti da ciascuna impresa distributrice
- La tariffa di riferimento per il servizio di misura è denominata tariffa TVM ed è composta, in ciascun anno t, dalle seguenti componenti:
 4. $t(\text{mis})_{t,c,i}$ espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura;
 5. $t(\text{ins})_t$ espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori;
 6. $t(\text{rac})_t$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure.
- La tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura è denominata COT ed è composta dalla componente:
 1. $t(\text{cot})_t$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione.

Densità clientela				
Dimensione imprese		Alta	Media	Bassa
	Grandi	39.30	43.74	46.46
	Medie	44.52	49.55	52.64
	Piccole	47.75	53.15	56.46

Per quanto riguarda la copertura parametrica dei costi operativi si identifica la seguente tabella:

Grande: oltre 300000 punti di riconsegna
 Media: oltre 50000 e fino a 300000 punti di riconsegna
 Piccola: fino a 50000 punti di riconsegna
 Alta densità: oltre 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta
 Media densità: oltre 0,07 e fino a 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta
 Bassa densità: fino a 0,07 punti di riconsegna per metro di condotta

Quindi in definitiva viene a definirsi questa uguaglianza:

$$\begin{aligned} & \text{RICAVI AMMESSI} \\ & - \\ & \text{RICAVI DA TARIFFA OBBLIGATORIA} \\ & = \\ & \text{PEREQUAZIONE (Positiva o negativa)} \end{aligned}$$

La perequazione è gestita dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico, attraverso delle rate bimestrali di acconto(incasso o versamento) e con conguaglio finale sulla base dei dati effettivi di consumo.

Inoltre tramite la delibera 88/09 si ha introdotto il concetto di Bonus Gas; nello specifico, dal gennaio 09 è attivo il cosiddetto "bonus sociale"(ovvero "il regime di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici per la fornitura di gas naturale"). Tale compensazione è uno strumento introdotto dal governo che ha l'obiettivo di sostenere le famiglie disagiate e numerose, garantendo loro un risparmio sulla spesa annua per il gas. Il valore del bonus sarà differenziato per:

zona climatica(in modo da tener conto delle diverse esigenze di riscaldamento, legate alle diverse condizioni climatiche); per tipologia di utilizzo(solo cottura cibi e acqua calda o solo riscaldamento oppure cottura cibi più acqua calda e riscaldamento); per numerosità delle persone residenti nella medesima abitazione.

Ora si prendono in considerazione le delibere riguardanti l'indicizzazione delle tariffe per le materie prime e servizio distribuzione gas in modo tale da analizzare il loro andamento del mercato.

Delibera 52/99 le tariffe del gas distribuito a mezzo di rete urbana sono aggiornate all'inizio di ciascun bimestre per ogni anno basandosi su dei parametri:

Indice dei prezzi= $It = a * \text{GASOLIO}_t / \text{GASOLIO}_0 + b * \text{BTZ}_t / \text{BTZ}_0 + c * \text{GREGGIO}_t / \text{GREGGIO}_0$
dove:

- a è il peso attribuito all'indice del prezzo del gasolio, pari a 0,49;
- GASOLIO_t è la media, riferita al periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento delle tariffe, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis del gasolio ;
- GASOLIO_0 è il valore base di GASOLIO pari a 186,8 L/kg;
- b è il peso attribuito all'indice del prezzo dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo, pari a 0,38;
- BTZ_t è la media, riferita al periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo;
- BTZ_0 è il valore base di BTZ pari a 126,3 L/kg;
- c è il peso attribuito all'indice del prezzo del greggio, pari a 0,13;
- GREGGIO_t è la media, riferita al periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni FOB breakeven prices dei greggi;
- GREGGIO_0 è il valore base di GREGGIO pari a 162,75 L/kg.
- Se It subisce una variazione in aumento o diminuzione superiore al 5% rispetto a $It-1$ (riferimento all'anno precedente) si procede con l'aggiornamento delle tariffe attraverso una variazione $\Delta T = q * \text{PMO} * (It - It-1) * (\text{PCS} / 9200)$ che corrisponde al 38% del prezzo base; in particolare:
 - PMO è il valore base del costo medio di acquisto del gas naturale da parte dei soggetti esercenti il servizio di distribuzione;
 - q è un coefficiente pari a 0,38 che misura la quota di PMO sottoposta ad indicizzazione, tenendo conto del gas non contabilizzato, PCS è il potere calorifico superiore misurato in kcal/mc standard(quando il suo valore effettivo non si discosta di oltre il 5% dal valore di riferimento, pari a 9200 kcal/mc standard, si assume quest'ultimo valore)

Con la **delibera 135/01** con scostamenti maggiori del 5 % si ha una variazione del 36% del prezzo di base(adequamento alla delibera 237/00).

Con la **delibera 195/02** si aggiorna la variazione $\Delta T = Q_{Eo} * (I_t - I_{t-1})$ con Q_{Eo} , quota a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale (nell'ambito del mercato vincolato)

Attraverso la **delibera 284/04** si ha la sostituzione del GREGGIO in BRENT, $BRENT_t$, media riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni *spot average* del Brent *dated* (tenuto conto del rilievo sulla contrattualistica internazionale) e in particolare cambiano i pesi : $a=0,4$, $GASOLIO_o = 21.9137 \text{ €/kg}$, $BTZ_o = 14.1070 \text{ €/kg}$, $b=0.46$, $BRENT_o = 18.2503 \text{ €/kg}$.

Delibera 64/09 (di seguito aggiornata attraverso la delibera 132/11 riprendendo l'allegato A valido dal 1/10/2011) vengono definite le condizioni economiche di fornitura che l'esercente alla vendita deve offrire ai clienti del servizio di tutela e si possono identificare le seguenti componenti unitarie:

- La componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso $CCI_t(9,550789 \text{ €/GJ})$, nel trimestre t-esimo, è calcolata come somma dei seguenti elementi:
 - a) QCI , espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo fisso a copertura di altri oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso e fissato pari a $0,930484 \text{ euro/GJ}$;
 - b) QEt , espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, $8,620305 \text{ €/GJ}$ (copre i costi relativi all'acquisto della materia prima gas e inoltre questi risultano essere influenzati dalle quotazioni internazionali degli idrocarburi legati in ogni caso dagli aggiornamenti dell'AEEG, inoltre incide nel costo finale della bolletta per il 35% mentre l'incidenza della quota QCI è relativa al 4-5%).

- La componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio QVD :

La componente relativa al servizio di trasporto $Q_{Ti,t}$ nel trimestre t-esimo, è calcolata, per ciascun i-esimo ambito tariffario, come somma dei seguenti elementi:

- a) Q_{TFi} , espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo a copertura dei costi di trasporto e pari ai valori della seguente tabella:

Ambito tariffario	€/GJ
Ambito nord occidentale	0.867420
Ambito nord orientale	0.782766
Ambito centrale	0.786699
Ambito centro-sud orientale	0.742766
Ambito centro-sud occidentale	0.769028
Ambito meridionale	0.675889

- b) Q_{TVt} , espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato.

- La componente relativa al servizio di stoccaggio QS assume il valore pari a $0,239092 \text{ euro/GJ}$.

- La componente relativa agli oneri aggiuntivi QOA è costituita dalla somma dei seguenti elementi:

a) elemento CV^I , pari al corrispettivo unitario variabile per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas;

b) elemento C_{FGUI} pari al corrispettivo unitario variabile per la compensazione degli oneri derivanti dall'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza;

c) elemento CV^{FG} , pari al corrispettivo unitario variabile per la copertura degli oneri del fattore di garanzia per il servizio di rigassificazione;

d) elemento CV^{OS} , pari al corrispettivo unitario variabile per la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio e degli oneri sostenuti dal gestore dei servizi energetici per l'erogazione (aggiornamento tramite la delibera 132/11).

Il regime di tutela viene applicato a tutti i clienti finali domestici con consumi inferiori o pari a 200000 metri cubi/anno e che non abbiano mai aderito a offerte del mercato libero.

2.6 Fiscalità sul gas naturale

Ai consumi di gas naturale da parte del cliente finale, sono applicate le seguenti tassazioni:

- Accise: che si suddividono in imposte di consumo e addizionale regionale
- IVA applicata sull'imponibile totale (determinato dall'applicazione della tariffa e delle accise sul consumo registrato)

Per quanto riguarda le imposte sui consumi possiamo far riferimento al decreto legislativo n.504 del 26 ottobre 1995(testo unico delle accise) all'articolo 26 vengono distinti gli usi civili e usi industriali.

- Usi civili: gli impieghi del gas metano nei locali delle imprese industriali, artigiane e agricole, posti fuori dagli stabilimenti, dai laboratori e dalle aziende dove viene svolta l'attività produttiva, e nella produzione di acqua calda, di altri vettori termici e/o di calore non utilizzati in impieghi produttivi dell'impresa ma per la cessione a terzi per usi civili.
- Usi industriali: gli impieghi del gas metano nel settore alberghiero, negli esercizi di ristorazione, negli impianti sportivi adibiti esclusivamente ad attività dilettantistiche e gestite senza fini di lucro, nel teleriscaldamento alimentato da impianti di cogenerazione, anche se riforniscono utenze civili, e gli impieghi in tutte le attività industriali produttive di beni e servizi e nelle attività artigianali ed agricole, negli impianti sportivi e nelle attività ricettive svolte da istituzioni finalizzate all'assistenza dei disabili, degli orfani, degli anziani e degli indigenti.

E' istituita un 'addizionale regionale all'imposta di consumo sul gas metano usato nelle regioni di statuto ordinario come combustibile per impieghi diversi da quelli delle imprese industriali e artigianali attraverso il decreto legislativo 398 del 21 dicembre 1990,; il suo valore sarà determinato da ogni regione e all'interno di un intervallo prestabilito(minimo 10 lire a un massimo di 50 lire per ogni metro cubo erogato). Inoltre, il valore dell'addizionale regionale è da considerarsi a quello minimo fino a quando, la regione non lo ha fissato.

La seguente tabella riporta i valori aggiornati al 2011 dell'addizionale regionale di alcune regioni per usi civili:

Regione	0-120 m ³ /anno €/ m ³	121-480 m ³ /anno €/ m ³	481-1560 m ³ /anno €/ m ³	Oltre 1560 m ³ /anno €/ m ³
Veneto	0.0077470	0.0232410	0.0258230	0.030987
Piemonte	0.022	0.0258	0.0258	0.0258
Puglia	0.019	0.03098	0.03098	0.03098
Umbria	0.005165	0.005165	0.005165	0.005165

La seguente tabella riporta i valori aggiornati al 2011 dell'addizionale regionale di alcune regioni per usi industriali:

Regione	0-1200000 m ³ /anno €/ m ³	Oltre 120 0000 m ³ /anno €/ m ³
Veneto	0.006249	0.005165
Piemonte	0.006249	0.0052
Puglia	0.006249	0.0051646
Umbria	0.005165	0.005165

Una legge molto importante da ricordare è la n. 388 del 23 dicembre 2000, dove nell'art. 24 si indicano le voci che subiscono una riduzione delle aliquote delle accise riguardanti il gas metano con decorrenza dal 1 gennaio 2001 al 30 giugno 2001, e sono:

autotrazione (lire 7,11 per metro cubo), combustibile per usi civili, per usi domestici di cottura di cibi e produzione di acqua calda prevista dalla tariffa T1 (lire 56,99 per metro cubo), per uso riscaldamento individuale a tariffa T2 fino a 250 metri cubi annui (lire 124,62 per metro cubo).

Inoltre, sempre per lo stesso periodo indicato dalla legge, l'accisa sul gas metano è ridotta del 40% per gli utilizzatori industriali (termoelettrici esclusi) con consumi superiori a 1200000 metri cubi per anno.

Per gli anni 2001 e 2002, per i consumi di gas metano per combustione per usi civili nelle province nelle quali oltre il 70 per cento dei comuni ricade nella zona climatica F, vengono applicate le seguenti accise: per uso riscaldamento individuale a tariffe T2 fino a 250 metri cubi annui (lire 78,79 per metro cubo), per altri usi civili (lire 261,68 per metro cubo).

Attraverso il decreto legislativo n. 36 del 02 febbraio 2007 viene ristrutturato il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e in particolare si portano delle modifiche al decreto legislativo n. 504 del 1990 in materia di aliquote di accisa e di imposta sul valore aggiunto sul gas naturale per combustione per usi civili (con decorrenza 1 gennaio 2008), articolato in quattro fasce di consumo:

- 1) per consumi fino a 120 metri cubi annui: euro 0,044 per metro cubo;
- 2) per consumi superiori a 120 metri cubi annui e fino a 480 metri cubi annui: 0,175€/metro cubo;
- 3) per consumi superiori a 480 metri cubi annui e fino a 1560 metri cubi annui: 0,170€/metro cubo;
- 4) per consumi superiori a 1560 metri cubi annui: 0,186 €/metro cubo;

Inoltre le regioni provvedono di adeguare le addizionali nel rispetto del decreto legislativo.

Tabella riferita (aggiornata al 2011) alle accise sul gas naturale per usi civili:

Fornitura Usi civili	0-120 m ³ /anno	121-480 m ³ /anno	481-1560 m ³ /anno	Oltre 1560 m ³ /anno
Regioni nord-centro	0.044€/ m ³	0.175€/ m ³	0.17€/ m ³	0.186€/ m ³
Regioni meridionali	0.038€/ m ³	0.135€/ m ³	0.12€/ m ³	0.15€/ m ³

Tabella riferita (aggiornata al 2011) alle accise sul gas naturale per usi industriali:

Fornitura usi industriali	0-1200000 m ³ /anno	Oltre 1200000 m ³ /anno
Regioni nord-centro	0.0124980€/ m ³	0.0074988€/ m ³
Regioni meridionali	0.0124980€/ m ³	0.0074988€/ m ³

Di conseguenza sono state emanate delle circolari che definiscono le disposizioni di applicazioni dei decreti: la circolare 17/D del 28 maggio 2007 dell'agenzia delle dogane (riferimento al D.lgs. n. 26 del 2007), circolare 37/d del 28 maggio 2007 del 28 maggio 2007, dove si è stabilito che gli scaglioni di consumo devono essere applicati ai consumi di ogni singola fornitura per usi civili, a prescindere dai giorni di effettivo consumo, sarà necessario che le società di vendita mantengano il conteggio del consumo progressivo con riferimento all'inizio di ogni annualità (1 gennaio) e procedano all'applicazione delle previste aliquote di accisa in modo consequenziale al riempimento di ogni singola fascia di consumo nel corso dell'anno.

Per quanto riguarda le aliquote IVA applicate, si fa riferimento all'art.2 D. Lgs. n.26 in cui sono stabiliti gli scaglioni di consumo che ora riporto con una tabella:

Scaglioni di consumo(metri cubi/ anno)	Aliquota IVA
0-120	10%
121-480	10%
481-1560	20% (21% con la nuova manovra economica agosto 2011)
Oltre 1560	20% (21% con la nuova manovra economica agosto 2011)
Uso di imprese con attività manifatturiera, agricolo ed estrattiva	10%
Attività diverse dalle precedenti	20% (21% con la nuova manovra economica agosto 2011)

Attraverso la circolare n. 2/E del 17 gennaio 2008, si ha stabilito che il nuovo regime di applicazione delle aliquote IVA, indipendentemente dalla data di fatturazione, riguardante i consumi fino a 480 metri cubi/anno con aliquota ridotta al 10%, non può essere utilizzata ai servizi accessori(es. contributi di allacciamento) o alla quota fissa della tariffa(si considera l'aliquota IVA al 20%).

BIBLIOGRAFIA

Autorità per l'energia elettrica e il gas(<http://www.autorita.energia.it/it/index.htm>) 29/09/20011
Snam Rete Gas (http://www.snamretegas.it/it/homepage_homepage.shtml)30/10/2011
Eni S.p.A. (http://www.eni.com/it_IT/home.html) 1/11/2011
Stogit S.p.A. (<http://www.stogit.it/wps/wcm/connect/stogit/Stogit/Home/>) 1/11/2011
Andrea Gasparella "Il mercato del gas naturale"
GNL Italia (<http://www.gnlitalia.it/italiano/index.html>)
Normattiva (<http://www.normattiva.it/static/index.html>)