

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER
L'ATTIVITA' DI FORNITURA DI GAS DIVERSI DA GAS
NATURALE DA METANODOTTO, DISTRIBUITI A MEZZO DI
RETI URBANE, PER IL SECONDO PERIODO DI
REGOLAZIONE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 giugno 2004, n. 105/04, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto, distribuiti a mezzo di reti urbane, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481

5 Agosto 2004

1	INTRODUZIONE	4
1.1	Finalità.....	4
1.2	Il contesto normativo.....	4
1.3	Il sistema tariffario in vigore	6
<i>1.3.1</i>	<i>La metodologia di calcolo delle opzioni tariffarie</i>	<i>9</i>
<i>1.3.2</i>	<i>Determinazione della componente materia prima CMP.....</i>	<i>9</i>
<i>1.3.3</i>	<i>La determinazione delle tariffe di distribuzione.....</i>	<i>9</i>
<i>1.3.4</i>	<i>La determinazione della quota di vendita al dettaglio.....</i>	<i>12</i>
<i>1.3.5</i>	<i>L'articolazione delle opzioni tariffarie.....</i>	<i>13</i>
2	L'ORDINAMENTO TARIFFARIO PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE DELLE TARIFFE DI FORNITURA DI GAS DIVERSI DA GAS NATURALE DA METANODOTTO, DISTRIBUITI A MEZZO DI RETI URBANE	17
2.1	Criteri generali.....	17
2.2	Determinazione delle tariffe per l'attività di fornitura del gas di petrolio liquefatto e del gas manifatturato	18
<i>2.2.1</i>	<i>Criteri per la determinazione della componente materia prima.....</i>	<i>19</i>
<i>2.2.2</i>	<i>Criteri per la determinazione delle tariffe di distribuzione.....</i>	<i>20</i>
<i>2.2.2.1</i>	<i>Determinazione del vincolo sui ricavi</i>	<i>20</i>
<i>2.2.2.2</i>	<i>Disposizioni relative al periodo di proroga 1 luglio 2004 – 30 settembre 2004</i>	<i>21</i>
<i>2.2.2.3</i>	<i>Metodologia di calcolo e aggiornamento delle tariffe di distribuzione.....</i>	<i>21</i>
<i>2.2.3</i>	<i>Criteri per la determinazione della quota per la vendita al dettaglio</i>	<i>22</i>
<i>2.2.3.1</i>	<i>Determinazione del vincolo sui ricavi</i>	<i>22</i>
<i>2.2.3.2</i>	<i>Metodologia di calcolo e aggiornamento della quota di vendita al dettaglio.....</i>	<i>23</i>
2.3	Condizioni economiche di fornitura di gas naturale con reti alimentate a mezzo carro bombolaio	24
2.4	Località in avviamento	26

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in materia di tariffe per l'attività di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto, distribuiti a mezzo di reti urbane, per il secondo periodo di regolazione.

Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 25 giugno 2004, n. 105/04, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto, distribuiti a mezzo di reti urbane, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. Prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti previsti potranno anche essere organizzate audizioni con i soggetti interessati.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il 10 settembre 2004.

Indirizzo cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Area gas

Autorità per l'energia elettrica e il gas

piazza Cavour n.5 - 20121 Milano

tel. 02-65.565.284

fax 02-65.565.266

e-mail: info@autorita.energia.it

<http://www.autorita.energia.it>

1 INTRODUZIONE

1.1 Finalità

Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in tema di regolazione delle tariffe di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto, distribuiti a mezzo di reti urbane, per il secondo periodo di regolazione.

Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 25 giugno 2004, n. 105/04 (di seguito: deliberazione n. 105/04), ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto, distribuiti a mezzo di reti urbane, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95).

Si ricorda che la suddetta deliberazione dell'Autorità ha, inoltre, disposto:

- di modificare la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00 (di seguito: deliberazione n. 237/00) estendendo sino al 30 settembre 2004 la durata del primo periodo di regolazione dell'attività di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto;
- di prorogare per il periodo dall'1 luglio 2004 al 30 settembre 2004 la validità delle tariffe relative all'attività di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto come aggiornate dalla deliberazione dell'Autorità 23 giugno 2004, n.99/04;
- di fissare la durata del secondo periodo di regolazione pari al periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2008, nonché la durata degli anni termici in esso ricompresi pari al periodo intercorrente tra l'1 ottobre e il 30 settembre.

Attualmente le località servite da gas diversi da gas naturale da metanodotto sono 510, nei quali operano 88 imprese di fornitura .

Ai fini tariffari, le 510 località servite da gas diversi da gas naturale da metanodotto sono così raggruppati in ambiti:

- 366 ambiti alimentati a gas propano liquido (di seguito: GPL);
- 5 ambiti alimentati a gas manifatturato e altri gas;
- 18 ambiti a gas naturale le cui reti di distribuzione sono alimentate a mezzo carro bombolaio.

1.2 Il contesto normativo

Ai fini della formazione di provvedimenti in materia tariffaria sopra richiamati, la legge n. 481/95 prevede l'utilizzo del meccanismo del *price-cap*, cioè di uno schema tariffario incentivante in base al quale l'Autorità identificando, tra l'altro, il livello di costi da riconoscere agli esercenti, persegue un obiettivo annuale di recupero di produttività.

Nell'ambito di tale cornice regolatoria, l'Autorità, con la deliberazione n. 237/00, ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas

e di fornitura ai clienti del mercato vincolato nel rispetto di quanto previsto in particolare:

- dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 che prevede un ordinamento tariffario:
 - "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
 - di tutela degli interessi di clienti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
 - in grado di assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio con adeguati livelli di qualità in condizioni di economicità e redditività e di "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".

E' bene precisare, sin da ora, che mentre la regolazione delle tariffe di fornitura di gas naturale a mezzo reti con carro bombolaio deve avvenire nel rispetto delle disposizioni previste dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) in quanto tale decreto è attuativo della direttiva n. 98/30/CE in materia di liberalizzazione del mercato interno del gas naturale, ciò non rileva con riferimento alle regolazione delle tariffe di fornitura degli altri gas diversi da gas naturale, distribuiti a mezzo di reti urbane.

Relativamente all'attività di vendita del gas naturale anche negli ambiti in cui le reti sono alimentate a mezzo di carro bombolaio hanno pertanto trovato applicazione le norme definite dalla deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 e si propone, nel presente documento per la consultazione, la definizione delle condizioni economiche di fornitura, analogamente a quanto definito nella deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03), recante criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali e disposizioni in materia di tariffe per l'attività di distribuzione.

L'attività di fornitura, indipendentemente dal tipo di gas distribuito, comprende infatti l'attività di distribuzione il cui procedimento per la formazione di provvedimenti è avvenuto con la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2004, n. 69/04.

In materia di attività di distribuzione si ricorda che l'Autorità ha pubblicato nel proprio sito www.autorita.energia.it, in data 29 luglio 2004, il documento per la consultazione recante criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione dei gas naturale per il secondo periodo di regolazione (di seguito: documento per la consultazione 29 luglio 2004), richiamato, per quanto riguarda alcuni aspetti, nei paragrafi successivi del presente documento.

La nuova direttiva 2003/55/CE intercetta, relativamente all'attività di fornitura, la distinzione esistente nel mercato tra i diversi tipi di gas stabilendo che le disposizioni della medesima direttiva si applicano anche al biogas, al gas derivante da biomassa o ad altri tipi di gas nella misura in cui i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema del gas naturale senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.

Il presente documento per la consultazione si muove nel rispetto di tale disposizione comunitaria non operando alcuna distinzione metodologica che non rispecchi la

diversa formazione della filiera delle attività, tra la fornitura di gas naturale a mezzo di carro bombolaio e la fornitura di gas naturale da metanodotto.

Si ricorda, inoltre, che l'ordinamento tariffario per il secondo periodo di regolazione potrà anche avvalersi dell'analisi dei dati trasmessi da parte degli esercenti a seguito degli obblighi previsti dalla deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01 adottata ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge n. 481/95.

Tale deliberazione, emanata in coerenza con quanto previsto dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, prevede direttive per la separazione contabile e amministrativa anche al fine di verificare i costi delle singole prestazioni. L'analisi dei dati trasmessi da parte degli esercenti a seguito degli obblighi previsti in tali direttive che riguardano anche i soggetti operanti nella distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale, consentirà un costante monitoraggio della dinamica di tali costi, anche al fine verificare l'assenza di sussidi incrociati tra diverse attività, come richiesto dall'articolo 25, comma 1, lettera e), della Direttiva 2003/55/CE.

Infine, è stata emanata la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 che, ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo n. 164/00, fissa i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni e gli obblighi dei soggetti che svolgono l'attività di distribuzione. Sulla base di tali criteri e obblighi, le imprese di distribuzione redigono il codice di rete. Le nuove indicazioni dell'Autorità in materia di tariffe per l'attività di distribuzione rispondono anche all'esigenza di coerenza tra la dinamica dei ricavi tariffari all'interno del periodo regolatorio e gli obiettivi fissati per il medesimo periodo in materia di miglioramento della qualità del servizio, oggetto di un apposito documento per la consultazione.

Da ultimo si rende noto che le norme che regolano il rapporto tra gli esercenti l'attività di vendita di gas naturale e i clienti finali che non rientrano nelle categorie previste dall'articolo 22, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00, sono disciplinate dal codice di condotta commerciale di cui alla deliberazione dell'Autorità 22 luglio 2004, n. 126/04.

1.3 Il sistema tariffario in vigore

Le reti di gas diverso da gas naturale da metanodotto rappresentano una realtà limitata caratterizzata da un ridotto numero di imprese che servono località per lo più isolate e non densamente abitate ed in gran parte localizzate nel centro-nord.

Queste realtà rappresentano però un aspetto importante del sistema distributivo del gas in Italia, in quanto sostituiscono senza sostanziali differenze in termini di qualità del servizio per gli utenti, la distribuzione di gas naturale in aree difficilmente raggiungibili dalla rete di metanodotti.

Le aziende che distribuiscono GPL a mezzo reti urbane sono 77 e le località servite sono 477, con un numero complessivo di utenti pari a circa 65.000, come rappresentato nella tabella 1, che indica anche la ripartizione geografica (Nord, Centro e Sud) delle località e dei clienti alimentati con GPL.

Tabella 1

Località e clienti serviti con GPL, ripartiti geograficamente		
	Numero località	Numero clienti
Nord	206	32.071
Centro	220	26.248
Sud	51	6.301

La tabella 2, invece, indica il numero delle località alimentate con GPL ripartite secondo fasce di clienti.

Tabella 2

Località servite con GPL suddivise per clienti	
Numero località	Numero clienti
383	da 0 a 200
81	da 201 a 500
12	da 501 a 1.000
0	da 1.001 a 2000
1	> 2000

Per quanto riguarda la fornitura di gas manifatturato, le località oggi alimentate da tale gas sono 5: nella tabella 3 sono indicate queste località, il tipo di gas utilizzato, nonché il numero dei clienti serviti.

Tabella 3

Località servite con gas manifatturato		
Località	Tipo di gas distribuito	N.Clienti
Sannazzaro de' Burgundi (PV)	Gas incondensabile da raffineria	2.390
Scaldasole (PV)	Gas incondensabile da raffineria	341
Cagliari	Gas manifatturato composto in prevalenza da propano	9.543
Rho (MI)	Gas manifatturato composto in prevalenza da gas naturale	13.609
Corniglio (PR)	Gas manifatturato composto in prevalenza da gas naturale	241

Per quanto concerne la fornitura di gas naturale a mezzo carro bombolaio, le aziende che lo distribuiscono sono 14 e le località servite sono 28 con un numero di utenti pari a circa 5.600. Nella tabella 4 è indicato il numero delle località e dei clienti alimentati a gas naturale a mezzo carro bombolaio, ripartiti per area geografica (Nord, Centro e Sud).

Tabella 4

Località e clienti serviti con gas naturale da carro bombolaio, ripartiti geograficamente		
	Numero località	Numero clienti
Nord	17	2.731
Centro	5	856
Sud	6	2.012

1.3.1 La metodologia di calcolo delle opzioni tariffarie

Le tariffe di fornitura dei gas diversi dal gas naturale da metanodotto sono attualmente calcolate da ogni esercente, con riferimento ad ogni ambito¹, sulla base dei criteri definiti dalla deliberazione n. 237/00 e successive modifiche ed integrazioni. La tariffa di fornitura è composta da una quota fissa, pari alla quota fissa della tariffa di distribuzione e da una quota variabile, così composta :

$$TV = CMP + TD + QVD$$

dove

- CMP è la componente materia prima;
- TD è la quota variabile della tariffa di distribuzione;
- QVD è la quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito;

1.3.2 Determinazione della componente materia prima CMP

La componente materia prima CMP è determinata sulla base della disciplina prevista dal provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi (di seguito: CIP) n. 16/93. La deliberazione dell'Autorità 21 giugno 2001, n. 134/01 ha previsto che con decorrenza dall'1 luglio 2001 la componente transitoria relativa a ciascun ambito tariffario (CMP_{amb}) fosse pari alla media pesata delle componenti transitorie (CMP_i) relative alle singole località facenti parte dell'ambito, dove, per i gas diversi dal gas naturale da metanodotto, vale la formula:

$$CMP_i = cnc \times Q_m$$

dove:

- Q_m è il valore della quota materia prima in vigore al 30 giugno 2001, differenziato per gas naturale, GPL e gas manifatturato, definito secondo il bacino tariffario di appartenenza della località, come determinato nella scheda tariffaria di cui al decreto del Ministro dell'industria 19 novembre 1996 e successivi adeguamenti;
- cnc è il coefficiente del gas non contabilizzato del bacino tariffario di appartenenza della località desunto dalla scheda tariffaria del Ministro dell'industria 19 novembre 1996.

La quota è aggiornata ai sensi della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999 52/99 (di seguito: deliberazione n.52/99), come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002 n.195/02 (di seguito: deliberazione n.195/02).

1.3.3 La determinazione delle tariffe di distribuzione

¹ L'ambito tariffario è formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione o, in casi particolari previsti dalla deliberazione n. 237/00, da più impianti. L'impianto di distribuzione è una rete di gasdotti locali integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione.

Le tariffe di distribuzione sono calcolate da ogni esercente, con riferimento ad ogni ambito, sulla base di criteri definiti dalla deliberazione n. 237/00 e dalle successive modifiche e integrazioni, tra le quali quelle previste dalla deliberazione 31 luglio 2003 n. 87/03 (di seguito: deliberazione n. 87/03).

Per ogni ambito tariffario viene calcolato il vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD) che definisce in modo trasparente i costi massimi riconosciuti per la distribuzione. Il VRD di ambito è pari alla somma dei VRD calcolati per le località che lo compongono. Per ogni località il VRD, è dato dalla somma di due voci: il costo di gestione della distribuzione (CGD) ed il costo di capitale della distribuzione (CCD). Il CGD rappresenta i costi operativi sostenuti dall'impresa di distribuzione, mentre il costo del capitale include la remunerazione del capitale investito e gli ammortamenti.

Il CGD è calcolato in modo parametrico con la seguente formula:

$$CGD = a_0 NU^{a_1} * Z^{a_2} + cnc_d E * CMP + PC$$

dove:

- a_0 , a_1 , e a_2 sono coefficienti di calcolo del costo di gestione della distribuzione fissati dall'Autorità per tutto il territorio nazionale;
- NU è il numero dei clienti attivi in ciascuna località, alla data del 30 giugno dell'anno precedente quello della proposta tariffaria;
- Z è pari al rapporto tra LR ed NU;
- LR è la lunghezza delle reti utilizzate in ciascuna località per il servizio ai clienti, espressa in metri, esclusi gli impianti di derivazione di utenza che si estendono dalla condotta stradale fino al gruppo di misura;
- E è il gas immesso in rete nell'anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria, espresso in MJ;
- CMP è il costo della materia prima;
- cnc_d è la percentuale del costo della materia prima riconosciuta a copertura delle perdite e dei consumi interni degli impianti di distribuzione, pari a 0,7%;
- PC è il costo proprio delle attività relativa alla sicurezza degli impianti dei clienti.

Si rileva che al parametro PC, nel primo periodo di regolazione, è stato attribuito un valore nullo.

Per quanto concerne la determinazione del CCD, il contesto normativo del primo periodo di regolazione prevede che sia possibile il suo calcolo in modo parametrico o alternativamente, con il ricorso ai dati concreti derivanti dai bilanci certificati delle imprese di distribuzione secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 87/03.

Nel calcolo parametrico, il valore del CCD è calcolato come segue:

$$CCD = g \cdot CID$$

nella quale g è il coefficiente che rappresenta il costo del capitale investito, comprensivo degli ammortamenti economico – tecnici, ed è dato dalla formula:

$$g = s + d r_D$$

dove:

- d il fattore di degrado forfetario del capitale investito di distribuzione ed assume i seguenti valori:
 - $d = 0,5$ per APF minore o uguale ad AC-10;
 - $d = 0,5 + 0,05 (APF-AC+10)$ per APF superiore ad AC-10;
- s il coefficiente di ammortamento annuo del capitale investito di distribuzione, assunto pari al 2%;
- r_D la remunerazione del capitale investito netto, assunto pari all'8,8%;
- APF l'anno solare in cui è stata registrata la prima fornitura di gas nella località, indipendentemente dalla titolarità della gestione,
- AC l'anno solare corrente, in cui viene presentata la proposta tariffaria;

$$CID = h_0 \cdot NU \cdot Z^{h_1} \cdot POP^{h_2} \cdot AM + h_3 \cdot NU + h_4 \cdot E$$

dove:

- CID è il capitale annuo riconosciuto necessario allo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas, calcolato per ciascuna località;
- NU è il numero dei clienti attivi in ciascuna località;
- Z è pari al rapporto tra LR e NU;
- LR è la lunghezza delle reti utilizzate in ciascuna località per il servizio ai clienti, espressa in metri, esclusi gli impianti di derivazione di utenza che si estendono dalla condotta stradale fino al gruppo di misura;
- E è il valore medio del gas immesso in rete nell'anno termico precedente, espresso in MJ;
- POP è la popolazione residente del comune servito, relativa all'anno 1999, come ricavata dal rapporto dell'Istat "Popolazione e movimento anagrafico dei comuni";
- AM è un fattore correttivo per i maggiori costi propri delle grandi aree metropolitane, ed assume il valore:
 - $AM = (POP - 500.000)^{0,0354}$ se POP è maggiore di 500.000;
 - $AM = 1$ se POP è minore o uguale a 500.000;
- i coefficienti h_0, h_1, h_2, h_3 e h_4 sono i coefficienti fissati dall'Autorità per tutto il territorio nazionale.

Il metodo previsto dalla deliberazione n. 87/03 per il calcolo del CCD prevede invece la distinzione tra il capitale investito lordo (CIL) ed il capitale investito netto (CIN), ricavato sulla base nel metodo del costo storico rivalutato dai bilanci delle imprese di distribuzione. Al CIL viene applicato il coefficiente di ammortamento del 2% annuo, mentre al CIN viene applicata la remunerazione del capitale investito dell'8,8%.

Per gli esercenti che servono meno di 2.000 clienti è possibile ricorrere ad una metodologia semplificata di calcolo del vincolo: secondo tale metodologia il VRD è

semplicemente il prodotto del numero di utenti per il costo medio annuo della distribuzione determinato dall'Autorità.

In ogni ambito, l'esercente definisce per ogni anno termico le proprie opzioni tariffarie base a partire dal vincolo sui ricavi sopra definito. Le opzioni tariffarie sono composte da una quota variabile, proporzionale al gas distribuito, e da una quota fissa (non obbligatoria). La quota variabile può essere articolata su scaglioni di consumo, di cui l'esercente sceglie il numero (compreso tra 1 e sette) e l'ampiezza utilizzando i valori degli estremi delle fasce di consumo definiti dall'Autorità. La quota fissa può essere articolata alternativamente o sui medesimi scaglioni utilizzati per la quota variabile o sulle classi di contatori. Esclusivamente per i clienti con capacità conferita maggiore di 200.000 mc/anno è possibile procedere ad un conferimento di capacità e quindi all'applicazione di una corrispondente quota fissa. La quota fissa può essere articolata alternativamente o sui medesimi scaglioni utilizzati per la quota variabile o sulle classi di contatori.

Oltre alle opzioni tariffarie base, la deliberazione n. 237/00 prevede la possibilità per l'esercente di offrire opzioni tariffarie speciali, che possono essere articolate anche in base a elementi diversi.

Ogni anno, ai fini dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione, conformemente all'articolo 2, comma 18 della legge n. 481/95, si procede all'aggiornamento del vincolo sui ricavi secondo meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità, in applicazione del metodo del *price-cap* (articolo 11 della deliberazione n. 237/00).

1.3.4 La determinazione della quota di vendita al dettaglio

Nel primo periodo di regolazione è stato definito un vincolo sui ricavi di vendita al dettaglio (VRVD). Tale vincolo viene calcolato per ambito a partire dal calcolo per singola località. I criteri di calcolo del VRVD sono analoghi a quelli già esposti per il calcolo del VRD, ossia prevedono il riconoscimento di costi di gestione e costi di capitale per l'attività di vendita. Il valore della quota di vendita al dettaglio QVD si ricava dalla seguente formula:

$$QVD = \frac{VRVD}{VCV}$$

dove:

- VRVD = $v \cdot NV$ è il vincolo sui ricavi, per ciascun ambito, relativo ai costi riconosciuti di vendita al dettaglio del gas distribuito;
- v è un coefficiente rappresentativo dei costi unitari, operativi e di capitale, dell'attività di vendita al dettaglio, pari a 62.100 lire/cliente;
- NV è il numero dei clienti attivi del mercato vincolato al 30 giugno dell'anno precedente la presentazione della proposta tariffaria. Per l'anno base gli esercenti utilizzano il numero dei clienti allacciati ed attivi al 31 dicembre 1999 che hanno registrato nell'anno termico 1999-2000, o come media degli anni solari 1999 e 2000, consumi inferiori a 200.000 metri cubi standard;
- VCV è il volume del gas venduto ai clienti del mercato vincolato nell'anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria, espresso in MJ.

Il valore del coefficiente v , rappresentativo dei costi unitari, operativi e di capitale, relativi alla vendita al dettaglio, è stato ricavato considerando un costo di gestione unitario riconosciuto pari a 32.000 lire/cliente, un capitale investito nella vendita pari a 202.100 lire/cliente, un rendimento riconosciuto del capitale pari al 9,8% ed una durata tecnico economica media ponderata delle infrastrutture di vendita pari a 10 anni.

Ogni anno, ai fini dell'aggiornamento della quota di vendita al dettaglio, si procede all'aggiornamento del vincolo sui ricavi secondo meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità, in applicazione del metodo del *price-cap* (articolo 11 della deliberazione n. 237/00).

1.3.5 L'articolazione delle opzioni tariffarie

Nella tabella 5 sono riportati, calcolati a livello nazionale, i valori minimi, medi e massimi delle tariffe di distribuzione di GPL approvate per l'anno termico 2003/2004 per il totale degli ambiti di gas petrolifero liquefatto esistenti; i dati sono stati articolati per scaglioni di consumo tra quota fissa e quota variabile. Da tali dati si evidenzia come la fascia massima in cui si collocano i clienti è la tredicesima a cui corrisponde un consumo inferiore ai 40.000 mc/a.

Il consumo medio dei clienti è di circa 250 mc/a e la maggior parte dei consumi risulta concentrata nelle prime fasce (circa il 98% dei clienti è compreso nelle prime sette fasce). La quota fissa media è pari a 16,47 Euro/cliente/anno e la quota variabile media è 30,79 centesimi di euro/mc

Per effetto dell'attuale articolazione delle tariffe, **circa l'83% dei ricavi riconosciuti viene introitato dagli esercenti mediante il corrispettivo variabile, mentre il rimanente 17% è recuperato mediante il corrispettivo fisso.**

L'analisi dei dati riportati in tabella 5 evidenzia una forte variabilità delle tariffe, e della struttura dei ricavi distinta tra quote fisse e variabili. La **quota variabile** assume valori compresi **tra 3,93 e 385,27 centEuro/mc**, la **quota fissa** tra **0 e circa 1.080 euro/cliente/anno**.

Tabella 5 – Tariffe di distribuzione GPL

fascia	Fino a mc/anno	Ricavi (%)	Clienti (%)	Gas venduto (%)	% ricavi da quota fissa	% ricavi da quota variabile	Quota Fissa (Euro/cliente)			Quota Variabile (centEuro/mc)		
							minimo	media pesata	massimo	minimo	media pesata	massimo
1	40	5,9%	22,4%	1,7%	59,6%	40,4%	0	14,83	54,00	18,0126	51,6962	385,2695
2	100	8,0%	21,2%	5,9%	31,0%	69,0%	0	11,08	54,00	18,0126	34,6843	385,2695
3	200	14,1%	20,2%	12,4%	18,0%	82,0%	0	11,95	66,00	16,2213	34,9745	385,2695
4	300	14,1%	10,3%	10,1%	16,1%	83,9%	0	20,73	90,00	16,0112	43,5605	249,0742
5	400	12,0%	7,1%	9,8%	14,0%	86,0%	0	22,39	90,00	16,0112	39,2675	249,0742
6	600	16,6%	8,1%	15,9%	11,8%	88,2%	0	22,94	90,00	16,0112	34,3740	249,0742
7	999	14,1%	8,3%	22,8%	12,5%	87,5%	0	19,94	90,00	16,0112	20,1741	249,0742
8	1.999	7,4%	1,7%	9,0%	11,2%	88,8%	0	45,83	240,00	7,1850	27,0589	236,3653
9	3.997	3,0%	0,4%	4,1%	5,7%	94,3%	0	43,72	240,00	6,5646	25,6079	236,3653
10	9.993	2,8%	0,2%	4,7%	5,4%	94,6%	0	69,16	516,46	6,5646	20,8846	236,3653
11	19.986	1,0%	0,0%	1,5%	3,3%	96,7%	0	111,70	864,00	6,5646	23,9668	236,3653
12	29.979	0,7%	0,0%	1,4%	1,4%	98,6%	0	66,86	1080,00	3,9328	17,7524	236,3653
13	39.972	0,3%	0,0%	0,6%	2,1%	97,9%	0	138,00	1080,00	3,9328	18,4629	236,3653

Nella tabella 6 sono riportati per fascia di consumo i valori minimi, medi e massimi delle tariffe di fornitura di GPL approvate per l'anno termico 2003/2004. Da tali dati emerge una forte variabilità nelle tariffe che assumono valori compresi tra un minimo di **154,84 e 536,17 centEuro/mc**.

I dati riportati nelle tabelle 5 e 6 si riferiscono a un potere calorifico superiore pari a 100,07 MJ/mc.

Tabella 6 – Tariffe di fornitura di GPL

Fascia	Fino a mc/anno	Tariffe di fornitura (centEuro/mc)		
		minimo	media pesata	massimo
1	40	168,9182	202,6017	536,1751
2	100	168,9182	185,5898	536,1751
3	200	167,1269	185,8800	536,1751
4	300	166,9168	194,4660	399,9798
5	400	166,9168	190,1730	399,9798
6	600	166,9168	185,2796	399,9798
7	999	166,9168	171,0797	399,9798
8	1.999	158,0906	177,9645	387,2709
9	3.997	157,4702	176,5135	387,2709
10	9.993	157,4702	171,7902	387,2709
11	19.986	157,4702	174,8723	387,2709
12	29.979	154,8383	168,6580	387,2709
13	39.972	154,8383	169,3685	387,2709

Nella tabella 7 sono riportati per fascia di consumo i valori minimi, medi e massimi delle tariffe di distribuzione e fornitura di gas naturale in reti alimentate a mezzo carro bombolaio approvate per l'anno termico 2003/2004.

La quota fissa media è pari a **34,34 Euro/cliente/anno**, la quota variabile media della distribuzione è pari a **7,05 centesimi di euro/mc** e la quota variabile media della tariffa di fornitura è pari a **33,43 centesimi di euro/mc**. Risulta forte la variabilità presente nelle tariffe e nella struttura dei ricavi, tra quote fisse e quote variabili. La **quota variabile** assume valori compresi **tra 0,35 e 22,57 centEuro/mc**, la **quota fissa tra 0 e circa 1.228 euro/cliente/anno**.

I dati riportati nella tabella 7 si riferiscono a un potere calorifico superiore pari a 38,52 MJ/mc.

Tabella 7 – Tariffe di distribuzione e fornitura per gas naturale in rete alimentate con carro bombolaio

Fascia	Fino a mc/anno	Quota Fissa (Euro/cliente)			Quota Variabile (centEuro/mc)			Tariffa di fornitura (centEuro/mc)		
		minimo	media pesata	massimo	minimo	media pesata	massimo	minimo	media pesata	massimo
1	104	24,00	39,21	60,00	6,5214	12,7270	22,5689	32,9038	39,1094	48,9512
2	260	24,00	29,59	60,00	6,5214	12,5845	22,5689	32,9038	38,9668	22,5689
3	519	24,00	41,69	60,00	6,5214	13,4088	22,5689	32,9038	39,7912	22,5689
4	779	24,00	41,19	60,00	6,5214	12,7963	22,5689	32,9038	39,1787	22,5689
5	1.038	24,00	40,39	60,00	6,0862	11,7178	22,5689	32,4685	38,1001	22,5689
6	1.558	24,00	35,99	60,00	6,0862	11,1554	20,2191	32,4685	37,5377	20,2191
7	2.596	24,00	11,63	60,00	6,0862	4,2834	20,2191	32,4685	30,6658	20,2191
8	5.192	24,00	29,67	60,00	3,8250	9,0252	19,1714	30,2074	35,4076	19,1714
9	10.384	24,00	23,99	74,40	2,3536	7,4112	19,1714	28,7359	33,7936	19,1714
10	25.961	24,00	9,77	74,40	2,3536	3,9791	18,2123	28,7359	30,3615	18,2123
11	51.921	24,00	154,2	313,80	0,7704	4,7033	10,2078	27,1527	31,0856	10,2078
12	77.882	24,00	60	313,80	0,7704	1,5138	9,7879	27,1527	27,8962	9,7879
13	103.842	24,00	313,8	313,80	0,7704	3,5246	9,7879	27,1527	29,9069	9,7879
14	155.763	24,00	60	464,40	0,4237	0,7550	9,7879	26,8061	27,1373	9,7879
15	207.684	24,00	0	464,40	0,4237	0,0000	9,7879	26,8061	26,3823	9,7879
16	311.526	0,00	0	1228,00	0,3544	0,0000	9,7879	26,7367	26,3823	9,7879
17	519.211	0,00	1200	1228,00	0,3544	5,0076	7,8196	26,7367	31,3899	7,8196
18	1.038.422	0,00	1228	1228,00	0,3544	1,1710	7,8196	26,7367	27,5534	7,8196
19	4.153.686	0,00	0	1228,00	0,3544	0,0000	7,8196	26,7367	26,3823	7,8196
20	infinito	0,00	0	1228,00	0,3544	0,0000	7,8196	26,7367	26,3823	7,8196

2 L'ORDINAMENTO TARIFFARIO PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE DELLE TARIFFE DI FORNITURA DI GAS DIVERSI DA GAS NATURALE DA METANODOTTO, DISTRIBUITI A MEZZO DI RETI URBANE

2.1 Criteri generali

Alla luce dell'esperienza del primo periodo di regolazione e dell'evoluzione organizzativa che ha interessato il settore del gas naturale si ritiene che, ai fini della determinazione delle tariffe di fornitura di gas diversi da gas naturale da metanodotto per il secondo periodo di regolazione, sia opportuno:

- prevedere criteri distinti per la determinazione, da un lato, delle tariffe di fornitura di GPL e gas manifatturato e, dall'altro, delle condizioni economiche di gas naturale negli ambiti con reti alimentate da carro bombolaio. Infatti, nel caso di ambiti alimentati a GPL e a gas manifatturato, si tratta di mercati destinati a rimanere vincolati e dunque riforniti da un'unica impresa che svolge contestualmente l'attività di distribuzione e vendita al dettaglio, sulla base di tariffe determinate dall'Autorità. Nel caso invece degli ambiti alimentati a gas naturale a mezzo carro bombolaio, trovano applicazione le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00, in particolare quelle relative al riconoscimento dell'idoneità per tutti i clienti finali con decorrenza 1 gennaio 2003 e agli obblighi di separazione societaria tra l'attività di distribuzione e l'attività di vendita. Pertanto, come più sopra evidenziato (si veda il par. 1.2) vi è l'obbligo per i venditori di offrire, a determinate categorie di clienti finali, condizioni economiche determinate sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità, ma le parti rimangono libere di stipulare condizioni contrattuali diverse e liberamente pattuite. I criteri stabiliti dall'Autorità riguardanti le condizioni di fornitura pertanto riflettono il diverso contesto normativo e regolatorio dei due settori;
- quindi, con riferimento alle tariffe di fornitura di GPL e di gas manifatturato, si propone di:
 - mantenere l'attuale articolazione in una quota fissa, corrispondente alla quota fissa della tariffa di distribuzione, e in una quota variabile, definita come la somma della componente materia prima, della quota variabile della tariffa di distribuzione e della quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio;
 - identificare, all'interno della componente materia prima, una quota a copertura dei costi di approvvigionamento che si aggiorna sulla base delle disposizioni della deliberazione n. 195/02, una quota relativa all'accisa e una quota a copertura dei costi di trasporto e accessori; con riferimento a quest'ultima quota, mantenere il riconoscimento di costi diversi per ciascun ambito, in funzione della diversa localizzazione delle reti, prevedendo meccanismi di aggiornamento annuale dei valori attualmente riconosciuti, tenuto conto della evoluzione di tali costi sulla base di fattori al di fuori del controllo dell'impresa;
 - adottare, ai fini del calcolo delle tariffe di distribuzione, modalità di determinazione del vincolo sui ricavi analoghe a quelle enunciate nel documento

- per la consultazione 29 luglio 2004, lasciando tuttavia alle imprese libertà di articolare le tariffe in scaglioni di consumo, tenuto conto della particolare struttura di consumi e clienti dell'ambito di riferimento, nel rispetto del criterio di degressività della spesa già adottato nel precedente periodo di regolazione;
- ai fini della determinazione della quota di vendita al dettaglio, aggiornare il vincolo sui ricavi per l'attività di vendita di GPL e di gas manifatturato secondo le stesse modalità adottate per l'aggiornamento del vincolo sui ricavi per l'attività di distribuzione di gas naturale, tenuto conto del tasso di remunerazione per il secondo periodo di regolazione, definito con riferimento al grado di rischio associato all'attività di vendita sul mercato vincolato;
 - prevedere modalità di aggiornamento della quote della tariffa di distribuzione e della quota di vendita al dettaglio mediante l'applicazione del meccanismo di price cap;
 - con riferimento alle condizioni economiche negli ambiti a gas naturale con reti alimentate a mezzo carro bombolaio, si propone di:
 - prevedere un'articolazione in una quota fissa, corrispondente alla quota fissa della tariffa di distribuzione, e in una quota variabile, definita come la somma di un corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, comprensivo della componente energetica, di un corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas fino alla rete di distribuzione, della quota variabile della tariffa di distribuzione e di un corrispettivo relativo alla vendita al dettaglio;
 - identificare il corrispettivo a copertura dei costi di trasporto come differenza tra il valore complessivo di CMP dell'ambito e il valore del corrispettivo relativo alla commercializzazione all'ingrosso fissato con deliberazione n. 138/03 e aggiornato ai sensi della deliberazione n. 195/02; prevedere che il corrispettivo a copertura dei costi di trasporto sia aggiornato annualmente sulla base del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - adottare, con riferimento alla definizione e aggiornamento della componente tariffaria della distribuzione, i medesimi criteri enunciati nel documento per la consultazione 29 luglio 2004;
 - adottare, con riferimento alla componente a copertura dei costi relativi alla vendita al dettaglio, le stesse modalità adottate con deliberazione n. 138/03, tenuto conto della necessità di identificare un unico mercato di riferimento per la vendita di gas naturale a livello nazionale.

2.2 Determinazione delle tariffe per l'attività di fornitura del gas di petrolio liquefatto e del gas manifatturato

Per il secondo periodo di regolazione si propone di mantenere l'attuale articolazione delle tariffe per l'attività di fornitura del gas di petrolio liquefatto e del gas manifatturato, composte da una quota fissa e una quota variabile. La quota fissa coincide con la quota fissa della tariffa di distribuzione mentre la quota variabile è così composta:

$$TV = CMP + TD + QVD$$

dove:

- CMP è la componente materia prima;
- TD è la quota variabile della tariffa di distribuzione;
- QVD è la quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito.

Nei paragrafi seguenti viene analizzata la metodologia che si propone per il secondo periodo di regolazione per il calcolo delle sopra citate quote.

2.2.1 Criteri per la determinazione della componente materia prima

Per quanto riguarda i **gas di petrolio liquefatto**, si propone che, per il secondo periodo di regolazione, la componente materia prima, CMP, che tiene conto sia dei costi di approvvigionamento che di quelli di trasporto e accessori, sia individuata attraverso l'identificazione delle relative quote di costo. La componente **materia prima** risulta pertanto così composta:

$$CMP = QEPROPMC + ACC + QTCA$$

dove:

- *QEPROPMC* è la quota a copertura dei costi di approvvigionamento di gas di petrolio liquefatti;
- *ACC* è l'accisa del gas di petrolio liquefatto per uso combustione;
- *QTCA* è la quota a copertura dei costi di trasporto, inclusi i costi aggiuntivi quali il passaggio al deposito, etc.

La quota a copertura dei costi di approvvigionamento, pari a 0,5189 centesimi di euro/MJ alla data dell'1 luglio 2004, è uguale per tutti gli ambiti a GPL e viene aggiornata trimestralmente ai sensi della deliberazione n. 52/99, come successivamente integrata e modificata dalla deliberazione n. 195/02.

La quota *QTCA_i* a copertura dei costi di trasporto e dei costi aggiuntivi dell'*i*-esimo ambito è definita con riferimento alla data dell'1 ottobre 2004, secondo la seguente formula:

$$QTCA_i = CMP_i - QEPROPMC - ACC$$

dove *CMP_i* e *QEPROPMC* sono aggiornate alla data dell'1 ottobre 2004.

Per gli anni termici del secondo periodo di regolazione successivi al primo, il valore della quota *QTCA_i* è aggiornato sulla base della seguente formula:

$$QTCA_{i,t} = QTCA_{i,t-1} \cdot (1 + I_{t-1})$$

dove:

- *I_{t-1}* è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat.

Per quanto riguarda il **gas manifatturato**, ovvero le forniture di gas diversi nelle materie prime utilizzate e nel mix di composizione, oggi effettuate in un numero esiguo di località, si intende prevedere che le imprese che riforniscono tale tipo di gas utilizzino quale valore di CMP all'1 ottobre 2004 la media dei costi effettivamente

sostenuti e documentati per l'acquisto della materia prima nel trimestre precedente l'avvio del nuovo periodo di regolazione. Le imprese devono quindi trasmettere all'Autorità, congiuntamente alle proposte tariffarie, adeguata documentazione dei costi di acquisto sostenuti. L'Autorità verifica la congruità del costo di acquisto con i valori finora utilizzati e con la dinamica dei costi di produzione. Ai fini dell'aggiornamento per gli anni termici successivi, si applicano le disposizioni di cui alla deliberazione n. 52/99, come modificata dalla deliberazione n. 195/02.

Punto di discussione n. 1. Ritenete adeguati i criteri esposti per la determinazione e l'aggiornamento della quota QTCA a copertura dei costi di trasporto e dei costi aggiuntivi, per la fornitura di GPL? In caso di risposta negativa, quali criteri alternativi proponete?

Punto di discussione n. 2. Ritenete opportuno determinare un tetto massimo al valore di CMP da riconoscere per le forniture di gas manifatturato? In caso di risposta affermativa, quale valore di riferimento proponete?

2.2.2 Criteri per la determinazione delle tariffe di distribuzione

2.2.2.1 Determinazione del vincolo sui ricavi

Ai fini della determinazione delle tariffe di distribuzione, si intende adottare, **quale vincolo sui ricavi per l'anno termico 2004-2005, il valore del vincolo sui ricavi per ciascun ambito riconosciuto per l'anno termico 2003-2004 debitamente aggiornato, secondo le modalità descritte** nel punto 2.2 del documento per la consultazione 29 luglio 2004, al quale si rimanda.

Per ogni località, il vincolo sui ricavi per l'attività di distribuzione è destinato alla copertura delle attività di distribuzione e pertanto include i ricavi per le attività relative alla misura (esclusa la lettura).

Ai fini dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi, ciascuna impresa procede secondo le modalità di seguito illustrate:

- applicando al valore del vincolo sui ricavi riconosciuto per l'anno termico 2003-2004, il meccanismo del *price cap*, tenuto conto del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat e di un coefficiente di recupero di produttività compreso in un intervallo tra il 4 e il 6%, ponderato per la quota parte delle componenti costo di gestione e quota ammortamento sul totale del vincolo sui ricavi. La ponderazione del coefficiente è necessaria per tenere conto, in conformità con quanto adottato nel settore elettrico, del principio per cui il recupero di produttività si applica solo alle componenti del vincolo relative ai costi di gestione e alla quota ammortamento e non sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione;
- sommando algebricamente al valore calcolato secondo quanto indicato al punto precedente, l'ammontare risultante applicando, al vincolo sui ricavi riconosciuto per

l'anno termico 2003-2004, un coefficiente pari alla variazione percentuale tra il tasso di remunerazione sul capitale calcolato per il secondo periodo di regolazione e quello definito per il precedente periodo, ponderata per la quota parte della componente remunerazione del capitale sul totale del vincolo sui ricavi.

Analogamente a quanto illustrato nel punto 2.3 del documento per la consultazione 29 luglio 2004, si intende adottare un tasso di rendimento del capitale investito, calcolato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), compreso in un intervallo tra il 7,3 e l'8,3%.

In considerazione del fatto che vi possono essere, per quanto in numero estremamente limitato, reti in sviluppo caratterizzate da particolari realtà di costo, per le quali l'adozione di un vincolo calcolato a partire da quello riconosciuto per l'anno termico 2003-2004 risulta non idonea a coprire significative estensioni di reti a costi crescenti per fattori oggettivi fuori dal controllo dell'impresa, si intende riconoscere la possibilità, per le imprese di distribuzione che gestiscono tali reti, di avanzare istanza all'Autorità e di richiedere, sulla base di idonea documentazione comprovante la realtà del caso, la determinazione di un nuovo vincolo dei ricavi.

2.2.2.2 *Disposizioni relative al periodo di proroga 1 luglio 2004 – 30 settembre 2004*

I metodi di calcolo di cui si propone l'applicazione per lo scorporo dei ricavi derivanti dall'ISIM nel periodo 1 luglio – 30 settembre 2004 sono descritti nell'Appendice 1 allegata al documento per la consultazione del 29 luglio 2004. I relativi conguagli saranno effettuati nell'ambito dell'aggiornamento dei vincoli sui ricavi per l'anno termico 2005 – 2006.

Cessa inoltre dall'1 ottobre 2004 l'applicazione delle disposizioni tariffarie relative all'ISIM di cui alla deliberazione n. 237/00, come successivamente integrata e modificata.

2.2.2.3 *Metodologia di calcolo e aggiornamento delle tariffe di distribuzione*

Tenuto conto che gli esercenti il servizio si trovano nella migliore posizione per determinare le tariffe relative ai singoli clienti, in relazione alle caratteristiche del proprio mercato vincolato, si ritiene opportuno lasciare libertà alle imprese di articolare le tariffe per scaglioni di consumo, nel rispetto dei vincoli sui ricavi di distribuzione e del criterio di degressività previsti dalla deliberazione 237/00.

Diversamente invece da quanto indicato nel documento per la consultazione 29 luglio 2004, relativamente alle modalità di aggiornamento delle tariffe di distribuzione, le imprese applicano, a partire dal secondo anno termico, il meccanismo di *price cap*, direttamente ai valori delle tariffe dell'anno precedente, adottando valori per il coefficiente di recupero di produttività stimabili in un intervallo compreso tra il 4 e il 6%. Il coefficiente di recupero annuo di produttività applicato è proporzionato all'incidenza della quota parte delle componenti costo di gestione e quota ammortamento sul totale del vincolo dei ricavi per l'anno termico 2004-2005.

Inoltre, in analogia a quanto proposto nel par. 2.8 del documento per la consultazione 29 luglio 2004, si intende prevedere un unico corrispettivo variabile a copertura di altri oneri ai quali viene attualmente data copertura attraverso la tariffa di distribuzione di GPL e gas manifatturato, che si aggiunge alla quota variabile della tariffa di distribuzione.

Punto di discussione n. 3. Ritenete condivisibile l'adozione dei criteri di determinazione del vincolo sui ricavi e del tasso di rendimento del capitale investito descritti nel documento per la consultazione 29 luglio 2004? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quale soluzione proponete in alternativa?

Punto di discussione n. 4. Ritenete opportuno prevedere la possibilità di richiedere all'Autorità la determinazione di un nuovo vincolo sui ricavi, nei casi di realtà in sviluppo caratterizzate da costi crescenti per fattori oggettivi fuori dal controllo dell'impresa? Quale percentuale di crescita annuale del numero dei clienti e/o dei volumi ritenete possa costituire un riferimento per l'identificazione delle reti in sviluppo?

Punto di discussione n. 5. Ritenete condivisibili i criteri proposti per lo scorporo dei ricavi derivanti dall'ISIM nel periodo 1 luglio – 30 settembre 2004? In caso di risposta negativa, cosa proponete?

Punto di discussione n. 6. Ritenete condivisibile che venga riconosciuta libertà agli esercenti di articolare le tariffe per scaglioni di consumo, nel rispetto dei vincoli sui ricavi di distribuzione e del criterio di degressività previsti dalla deliberazione n. 237/00?

Punto di discussione n. 7. Ritenete condivisibile la determinazione di un unico corrispettivo variabile a copertura di altri oneri ai quali viene attualmente data copertura attraverso la tariffa di distribuzione di GPL e gas manifatturato, che si aggiunge alla quota variabile della tariffa di distribuzione?

2.2.3 Criteri per la determinazione della quota per la vendita al dettaglio

2.2.3.1 Determinazione del vincolo sui ricavi

Analogamente a quanto previsto per l'attività di distribuzione, si intende definire la quota di vendita al dettaglio per il secondo periodo di regolazione, partendo dal valore del vincolo dei ricavi riconosciuto per l'attività di vendita per l'anno termico 2003-2004, aggiornato secondo le seguenti modalità:

- applicando al valore del vincolo sui ricavi riconosciuto per l'anno termico 2003-2004, il meccanismo del *price cap*, tenuto conto del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat e di un coefficiente di recupero di produttività compreso in un intervallo tra il 4 e il 6%, ponderato per la quota parte

delle componenti costo di gestione e quota ammortamento sul totale del vincolo sui ricavi;

- sommando algebricamente al valore calcolato secondo quanto indicato al punto precedente, l'ammontare risultante applicando, al vincolo sui ricavi riconosciuto per l'anno termico 2003-2004, un coefficiente pari alla variazione percentuale tra il tasso di remunerazione sul capitale calcolato per il secondo periodo di regolazione e quello definito per il precedente periodo, ponderata per la quota parte della componente remunerazione del capitale sul totale del vincolo sui ricavi.

Coerentemente con le decisioni adottate per il primo periodo regolatorio, anche per il secondo periodo di regolazione, ai fini del riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito netto, si intende applicare un tasso di remunerazione che assicuri alle imprese di vendita le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, dell'attività di fornitura del gas. Il tasso di remunerazione è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione comparabile a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con un analogo profilo di rischio.

L'Autorità intende determinare il tasso di rendimento del capitale investito come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), utilizzando la medesima formula illustrata nel punto 2.3 del documento per la consultazione 29 luglio 2004, per determinare un tasso reale *pre-tax*.

Per la definizione del parametro β si intende tenere conto del grado di rischio associato all'attività di vendita sul mercato vincolato, mentre per gli altri parametri che concorrono alla determinazione del tasso di rendimento del capitale investito, si intende confermare le indicazioni contenute nel documento per la consultazione 29 luglio 2004.

L'applicazione dei suddetti parametri porta al riconoscimento di un tasso di rendimento del capitale investito reale *pre-tax* compreso tra 8,2% e 9,2%.

2.2.3.2 Metodologia di calcolo e aggiornamento della quota di vendita al dettaglio

Ai fini del calcolo della quota di vendita al dettaglio, si intende mantenere gli stessi criteri previsti dalla deliberazione 237/00 e successive modifiche ed integrazioni. In particolare il valore della quota per la vendita al dettaglio QVD si ricava dalla seguente formula:

$$QVD = \frac{VRVD}{VCV}$$

dove:

- VRVD è il vincolo sui ricavi, per ciascun ambito, relativo ai costi riconosciuti di vendita al dettaglio del gas distribuito, calcolato secondo le modalità illustrate nel paragrafo precedente;
- VCV è il volume del gas venduto ai clienti del mercato vincolato nell'anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria, espresso in MJ.

Ai fini dell'aggiornamento della quota per la vendita al dettaglio, le imprese applicano, a partire dal secondo anno termico, il meccanismo di *price cap*, direttamente ai valori delle tariffe dell'anno precedente, adottando valori per il coefficiente di recupero di produttività stimabili in un intervallo compreso tra il 4 e il 6%. Il coefficiente di recupero annuo di produttività applicato è proporzionato all'incidenza della quota parte delle componenti costo di gestione e quota ammortamento sul totale del vincolo dei ricavi per l'anno termico 2004-2005.

Punto di discussione n. 8. Ritenete opportuno adottare quale vincolo sui ricavi per l'attività di vendita il valore riconosciuto per l'anno termico 2003-2004, aggiornato secondo quanto illustrato nel paragrafo 2.2.3? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quale soluzione proponete in alternativa?

Punto di discussione n. 9. Ritenete condivisibile fare riferimento, al fine della determinazione del tasso di rendimento del capitale investito, ad eccezione del parametro β , agli stessi parametri previsti per l'attività di distribuzione nel documento per la consultazione 29 luglio 2004?

Punto di discussione n. 10. Ritenete condivisibile l'aggiornamento annuale proposto della quota di vendita al dettaglio?

2.3 Condizioni economiche di fornitura di gas naturale con reti alimentate a mezzo carro bombolaio

A seguito della liberalizzazione del settore del gas naturale, l'attività di fornitura di gas naturale a mezzo carri bombolai, tradizionalmente assimilata nella regolazione tariffaria all'attività di fornitura di GPL e di gas manifatturato, è oggi da considerare più propriamente nell'ambito dell'ordinamento del settore del gas naturale, così come delineato dal decreto legislativo n. 164/00. Tale attività ha inoltre il più delle volte natura transitoria, riguardando il periodo che precede l'allacciamento della rete di distribuzione alla rete di trasporto di gas naturale.

Pertanto, per il secondo periodo di regolazione, si propone di calcolare le condizioni economiche di fornitura di gas naturale a mezzo carro bombolaio, tenuto conto di quanto previsto dalla deliberazione n. 138/03, come somma di una quota fissa, pari alla quota fissa della tariffa di distribuzione e di una quota variabile data dalla somma delle seguenti componenti:

- a) il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, che comprende il costo della materia prima e la remunerazione dell'attività di commercializzazione all'ingrosso;
- b) il corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas fino alla rete di distribuzione e di altri costi;
- c) la quota variabile della tariffa di distribuzione;
- d) il corrispettivo variabile relativo alla vendita al dettaglio;

Quale valore di riferimento per il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, \overline{CCI}_{CB} , si propone di utilizzare il valore indicato nella deliberazione n. 138/03 per il gas naturale, aggiornato ai sensi della deliberazione n. 52/99 come successivamente modificata e integrata dalla deliberazione n. 195/02 e pari a 4,328264 euro/GJ alla data dell'1 luglio 2004.

Si propone inoltre di calcolare il valore del corrispettivo a copertura dei costi di trasporto e di altri costi dell'i-esimo ambito, QTR_i , alla data dell'1 ottobre 2004, come differenza tra il valore di CMP e il valore di \overline{CCI}_{CB} alla medesima data, tenuto conto delle riduzioni intervenute nelle tariffe di trasporto e di stoccaggio del gas tra il 2001 e il 2003 per effetto del regime di aggiornamento, sulla base della seguente formula:

$$QTR_i = CMP_i - \overline{CCI}_{CB} - S \quad (\text{euro/GJ})$$

dove:

- QTR_i è il valore del corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas fino alla rete di distribuzione e di altri costi;
- CMP_i è il valore della componente materia prima del i-esimo ambito alla data dell'1 ottobre 2004, che si aggiorna, ai sensi della deliberazione n. 195/02;
- \overline{CCI}_{CB} è il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, alla data dell'1 ottobre 2004;
- S è la quota rappresentativa della riduzione dei costi per l'utilizzo delle infrastrutture, da trasferire al cliente finale, pari a 0,067776 euro/GJ.

La componente QTR è inoltre soggetta ad aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$QTR_{i,t} = QTR_{i,t-1} \cdot (1 + I_{t-1})$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat.

Coerentemente a quanto previsto in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale, si propone che la componente tariffaria della distribuzione di gas naturale a mezzo carro bombolaio sia calcolata a partire dalla metodologia illustrata nel documento per la consultazione 29 luglio 2004. Si rimanda pertanto al suddetto documento per la consultazione per ogni dettaglio in merito.

Infine, si propone di adottare la metodologia di calcolo del corrispettivo variabile per l'attività di vendita al dettaglio prevista dalla deliberazione n. 138/03, ovvero che il corrispettivo variabile relativo alla vendita al dettaglio QVD è pari al valore della quota QVD , calcolata ai sensi della deliberazione n. 237/00 per l'i-esimo ambito per l'anno termico 2003-2004.

Per ciascun cliente con consumo annuo fino a 20 GJ (pari a circa 520 mc), le imprese hanno facoltà di determinare i valori per il corrispettivo QVD superiori a quelli approvati per l'anno termico 2003-2004, fino ad incrementi massimi percentuali calcolati come segue:

$$I^m = 33,2\% \times \frac{(20 - E_{2002}^m)}{20} \quad (\%)$$

dove:

- I^m è il massimo incremento percentuale applicabile alla quota QVD dell' m -esimo cliente con consumo annuo fino a 20 GJ;
- E_{2002}^m è l'energia consumata, nell'anno termico precedente dall' m -esimo cliente finale, espressa in GJ.

Punto di discussione n. 11. Ritenete condivisibile i criteri proposti ai fini dell'identificazione del corrispettivo QTR_i a copertura dei costi di trasporto del gas fino alla rete di distribuzione e di altri costi? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quale soluzione proponete in alternativa?

Punto di discussione n. 12. Ritenete condivisibile l'adozione dei criteri di determinazione delle tariffe di distribuzione descritti nel documento per la consultazione 29 luglio 2004? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quale soluzione proponete in alternativa?

Punto di discussione n. 13. Ritenete condivisibili i criteri proposti per la definizione del corrispettivo variabile per l'attività di vendita al dettaglio?

2.4 Località in avviamento

Si intende prevedere che le località che hanno avviato l'attività di fornitura (sia di GPL, gas manifatturato che gas naturale alimentato da carro bombolaio, coerentemente con quanto adottato per il primo periodo di regolazione e con quanto disposto dalla deliberazione n. 138/03) non siano soggette ai criteri di cui al provvedimento tariffario oggetto della presente consultazione.

Le località che a partire dall'anno termico 2004-2005 non risultano più in avviamento, determinano invece le tariffe o le condizioni economiche di fornitura sulla base dei criteri che avrebbero utilizzato ai fini del calcolo delle tariffe di distribuzione e della quota di vendita al dettaglio per l'anno termico 2003-2004.

Punto di discussione n. 14. Ritenete condivisibili le disposizioni previste per le località in avviamento?