

Documento per la consultazione (approvato il 24 ottobre 2000)

CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER L'ATTIVITA' DI DISTRIBUZIONE DEL GAS E PER LA FORNITURA DEL GAS AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO

Ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 4 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e all'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e) della legge 14 novembre 1995, n. 481

Premessa

Il presente documento di consultazione illustra le proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas formula per il nuovo ordinamento tariffario relativo all'attività di distribuzione e all'attività di vendita a clienti vincolati del gas, così come definite dal decreto legislativo 23 maggio 2000 n.164, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.142 del 20 giugno 2000.

Il presente documento segue i "Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione" che, diffusi dall'Autorità nel mese di aprile 2000, sono stati oggetto di una consultazione da parte dei soggetti interessati, tramite audizioni speciali e osservazioni scritte.

Le presenti proposte vengono presentate al fine di verificare alcuni aspetti tecnici, o derivanti da requisiti normativi sopraggiunti, in vista dell'emanazione di provvedimenti dell'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e) della legge 14 novembre 1995, n. 481, nell'ambito dei procedimenti avviati con delibere 23 aprile 1998, n. 40 e 3 agosto 2000 n. 148. Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti, prima che l'Autorità proceda alla definizione di provvedimenti in materia.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, esclusivamente per iscritto, osservazioni e suggerimenti, improrogabilmente entro il 20 novembre 2000.

1. INTRODUZIONE

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha diffuso, in data 13 aprile 2000, il documento per la consultazione "Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione" (di seguito: Criteri).

Hanno trasmesso osservazioni e proposte scritte:

- 21 esercenti (Adda Gas, Aem Milano, Arda Gas, Aspm Soresina, Co.Re.Gas., Dora Gas, Edison Gas Spa, Enel Spa, Gasdotti Comunali, Geico Spa, Italcogim, Italgas, Megas, Metanifera Somnese, Metano Pavese, Padana Gas, Riviera Gas, Sadori Gas, SIT Trento, Snam Spa, Società Gas Rimini)
- 4 associazioni di imprese esercenti (Assogasliquidi, Federgasacqua, Gasit Legacoop)

- 7 associazioni di imprese consumatrici (Anima, Assistal, Assocarta, Confartigianato, Confcommercio, Federestrattiva, Unindustria Padova)
- 3 associazioni di consumatori (Aicep, Adiconsum, Confconsumatori)
- 1 associazione ambientalista (Legambiente)
- Associazione Nazionale Comuni d'Italia
- Associazione Tecnica Italiana del Gas
- Comitato Italiano Gas
- Istituto di Economia delle Fonti di Energia
- Lega delle Autonomie Locali.

La consultazione si è conclusa con lo svolgimento di audizioni speciali dell'1 e del 2 giugno 2000, a cui hanno partecipato associazioni di imprese esercenti dei servizi di distribuzione del gas, imprese attive nell'approvvigionamento, trasporto e stoccaggio del gas naturale, associazioni di imprese consumatrici, associazioni dei consumatori, associazioni ambientaliste e associazioni tecniche. I rappresentanti delle autonomie locali sono stati sentiti dall'Autorità in data 23 giugno 2000.

Nel corso delle consultazioni, alcuni degli intervenuti hanno chiesto che l'Autorità renda noti i valori numerici da utilizzare nella determinazione del vincolo sui ricavi e degli altri parametri tecnici ed economici.

Dopo la conclusione delle consultazioni è stato emanato il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

Il decreto legislativo n.164/00 prevede norme per le tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita del gas. In particolare, l'articolo 23, comma 2 prescrive che "l'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina le tariffe per la vendita ai clienti non idonei in modo da realizzare una adeguata ripartizione dei benefici tra clienti ed imprese e da assicurare a queste ultime una congrua remunerazione del capitale investito. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina inoltre, entro il 1° gennaio 2001, le tariffe per il trasporto e dispacciamento, per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, per l'utilizzo dei terminali di Gnl e per la distribuzione, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito".

Il medesimo articolo 23, comma 4 prevede che "le tariffe per la distribuzione tengono conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari; a tal fine l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può disporre, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione."

L'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione dell'8 giugno 2000 relativo alla "Regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione". Le proposte in esso contenute sono coerenti con il sistema tariffario delineato nei Criteri.

In considerazione delle innovazioni introdotte dal decreto legislativo n. 164/00 ed delle osservazioni pervenute, dei principali rilievi critici espressi nel corso della

consultazione sui Criteri, l'Autorità sottopone ai soggetti interessati le seguenti proposte di modifica ed integrazione, limitate ad alcuni punti tra quelli illustrati nei Criteri.

Restano confermate le proposte tariffarie presenti nei Criteri non esplicitamente modificate dal presente documento.

Le proposte oggetto dei Criteri e del presente documento per la consultazione si applicano anche ai gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti, con le specificazioni indicate.

2. ATTIVITÀ INTERESSATE DAL PROVVEDIMENTO IN MATERIA DI TARIFFE PER LA DISTRIBUZIONE E LA FORNITURA AI CLIENTI VINCOLATI

Il decreto legislativo n. 164/00 prevede che l'Autorità definisca tariffe per la distribuzione e per la fornitura ai clienti vincolati del gas naturale. Le tariffe relative alla fornitura del gas ai clienti finali del mercato vincolato comprendono *tutte* le attività del sistema del gas (approvvigionamento, eventuale rigassificazione, trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita a clienti grossisti) e possono essere definite solo alla fine dell'intero processo di determinazione di un nuovo ordinamento tariffario, ossia non prima che siano definite le singole componenti relative a ciascuna delle attività che compongono il settore gas. L'estensione del processo di consultazione riguarda perciò in maniera compiuta l'attività di distribuzione, e il provvedimento che seguirà regolerà tale attività.

L'Autorità intende definire in un secondo tempo tariffe di fornitura ai clienti vincolati attraverso apposito processo di consultazione. Le tariffe di fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato comprendono:

- una quota a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso della materia prima energetica utilizzata (QE), indicizzata ai sensi della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99 (di seguito: deliberazione 52/99);
- una quota a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso per la vendita a clienti vincolati (QVI);
- una quota a copertura dei costi di trasporto e dispacciamento (QT), calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- una quota a copertura dei costi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione (QS), calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- una quota a copertura dei costi di utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto (QL), calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- una quota variabile della tariffa a copertura dei costi della distribuzione determinata ai sensi del provvedimento che l'Autorità emanerà a seguito del presente processo di consultazione (TD);

- una quota rappresentativa delle attività di vendita al dettaglio del gas distribuito (QVD).

Fino alla definizione delle quote tariffarie relative all'approvvigionamento, alla commercializzazione all'ingrosso, al trasporto e dispacciamento, allo stoccaggio ed all'utilizzo dei terminali di Gnl, tali quote saranno sostituite, nelle tariffe per la fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato, dalla componente per la materia prima prevista dalla disciplina vigente per il servizio integrato di distribuzione e vendita del gas a mezzo di reti urbane, definita dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/93, e successive integrazioni e modificazioni.

E' opportuno definire fin d'ora la quota della tariffa per le attività di vendita delle attuali imprese distributrici ai clienti finali non idonei (QVD); la vendita "al dettaglio" ai clienti vincolati è effettuata, fino all'attuazione della separazione societaria prevista dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, dai medesimi esercenti attivi anche nel servizio di distribuzione, e successivamente nella maggioranza dei casi da società controllate o collegate. La definizione della quota della tariffa per l'attività di vendita consente di chiarire il quadro di riferimento tariffario relativo agli attuali esercenti della distribuzione, e, indicando il livello da riconoscersi dei suddetti costi di commercializzazione, può essere utilizzata nella definizione delle tariffe per il regime transitorio, previsto al successivo capitolo 12.

L'opportunità di ripartire equamente tra le imprese distributrici, i venditori ed i clienti vincolati i rischi derivanti dalle variazioni dei livelli di consumo, suggerisce di limitare la quota fissa a carico dei clienti finali alle sole tariffe di distribuzione; pertanto tutte le altre quote tariffarie saranno assunte come quote variabili, rapportate all'energia venduta.

Per ragioni di completezza e coerenza della regolazione tariffaria, sono considerati gli aspetti tariffari della disciplina degli allacciamenti, che l'Autorità intende affrontare compiutamente con altri provvedimenti, ai sensi dell'articolo 16, comma 2 del decreto legislativo n. 164/00.

3. AMBITI TARIFFARI

Alcune imprese distributrici e le loro associazioni hanno espresso perplessità sulla definizione di un'unica tariffa a livello di gruppo esercente, ritenendo che la spinta ad una maggiore concorrenza sul mercato delle concessioni renda difficile per le imprese di maggiori dimensioni il mantenimento o l'acquisizione del servizio nei comuni con costi per cliente minori, con conseguente minore attrattiva a partecipare a gare indette da comuni con costi per cliente più elevati. Ne potrebbe derivare una concentrazione dei comuni tra gli esercenti per classi di costo, con pregiudizio delle economie di bacino e ritardo nei processi di riagggregazione in corso nel settore. Perplessità sono state espresse anche in relazione ai sussidi incrociati tra aree, impliciti nella definizione di un'unica tariffa per gruppo esercente.

Per contro l'articolo 23, comma 4 del decreto legislativo n. 164/00, richiede che l'Autorità non penalizzi le zone con costi unitari elevati e possa disporre, anche in via transitoria, di appositi strumenti di perequazione.

Al riguardo, l’Autorità considera i livelli di costo esclusivamente sulla base della determinazione standard dei costi riconosciuti, secondo la formulazione del vincolo sui ricavi di distribuzione illustrata in dettaglio nel successivo capitolo 6, con esclusione della componente rapportata ai volumi che ha prevalentemente natura incentivante. Le situazioni che presentano costi elevati, per effetto di tale formulazione, sono quelle caratterizzate da bassa densità di utenza, ovvero da elevate lunghezze delle reti se rapportate ai clienti allacciati, a maggior ragione se situate in zone collinari o montane. Non possono essere invece considerate le situazioni in cui si registrano costi più elevati per effetto di modalità di gestione inefficienti o peculiari, non riflesse nelle formulazioni di cui al successivo capitolo 6. Le analisi che seguono sono riferite esclusivamente a valutazioni effettuate per mezzo di tale formulazione.

La riduzione dell’ampiezza territoriale degli ambiti tariffari (ad esempio a livello di provincia, regione, grande circoscrizione, zona altimetrica) potrebbe non consentire la rimozione dei sussidi incrociati. Vi sono differenze nei costi riconosciuti per cliente anche *all’interno* di ipotetici ambiti tariffari provinciali (già molto articolati): la dispersione (misurata come varianza) compresa all’interno delle province è pari a circa il 70% di quella totale, mentre solo il 30% è la dispersione *tra* province.

Sulla base della formulazione presentata al successivo capitolo 6, la dispersione dei costi riconosciuti di distribuzione del gas naturale per cliente è quella riportata nella seguente tavola A, nella quale il valore medio nazionale è posto pari a 100:

Ad esempio, se si considerano le località con costi per cliente superiori di almeno il 30% alla media nazionale, si trovano ca. 1300 località, che comprendono il 7,1% dei quasi 16 milioni di clienti serviti: a queste compete il 10,6% dei costi di distribuzione totali.

L’Autorità ritiene che per la grande maggioranza delle località servite le differenze dei costi di distribuzione siano relativamente contenute, e non tali da penalizzare significativamente le imprese nelle gare per le concessioni. Si propone pertanto di confermare in via generale la proposta formulata nei Criteri, basata su tariffe definite per gruppo esercente.

Tavola A				
Dispersione del servizio di distribuzione del gas in funzione del costo riconosciuto per cliente finale				
Costo riconosciuto di distribuzione per cliente	Clienti serviti (%)	Località servite (%)	Volumi distribuiti (%)	Costi totali di distribuzione (%)
fino a 50	0,4%	2,8%	0,3%	0,1%
tra 60 e 60	0,4%	0,3%	0,4%	0,2%
tra 60 e 70	1,6%	1,1%	1,4%	1,1%
tra 70 e 80	8,6%	6,5%	8,1%	6,5%
tra 80 e 90	21,7%	13,7%	20,1%	18,4%
tra 90 e 100	18,8%	16,1%	19,5%	17,8%

tra 100 e 110	22,0%	14,2%	21,0%	22,6%
tra 110 e 120	14,6%	12,0%	14,6%	16,7%
tra 120 e 130	4,7%	8,1%	5,7%	5,9%
tra 130 e 140	3,3%	5,8%	4,3%	4,4%
tra 140 e 150	1,3%	5,2%	1,7%	1,9%
tra 150 e 160	1,0%	3,6%	1,1%	1,5%
tra 160 e 170	0,5%	3,0%	0,8%	0,9%
tra 170 e 180	0,2%	1,8%	0,3%	0,4%
tra 180 e 190	0,2%	1,5%	0,2%	0,4%
tra 190 e 200	0,1%	1,3%	0,1%	0,3%
oltre 200	0,3%	3,1%	0,3%	0,7%

In considerazione dei casi che presentano, anche transitoriamente in relazione alla recente metanizzazione, condizioni di costo per utente più elevate, l’Autorità intende consentire l’introduzione, per ciascun gruppo esercente, di un ambito differenziato per le località “ad alto costo”, definite come le località in cui il costo riconosciuto di distribuzione per utente finale supera il valore medio nazionale di oltre il 30%. Per queste località, nelle quali si trova il 7,1% degli utenti complessivi, i vincoli dei ricavi e le tariffe possono essere determinate separatamente, come se le località fossero servite da un diverso esercente.

Punto di discussione 1. A quale livello di costo, rapportato al valore medio nazionale, una località dovrebbe rientrare negli ambiti tariffari “ad alto costo”, anche alla luce dell’opportunità di consentire un’adeguata competitività nell’acquisizione delle concessioni agli operatori maggiormente presenti in zone con costi elevati?

4. PEREQUAZIONE TARIFFARIA

L’Autorità non ritiene opportuno procedere a forme di perequazione tariffaria tra esercenti. Nel settore del gas, la perequazione toglierebbe alle imprese la responsabilità ai fini dell’estensione e dello sviluppo del servizio e potrebbe anche incentivare comportamenti e iniziative non ispirati da logica economica, i cui costi sarebbero coperti a carico di altre imprese e della collettività degli utenti.

Il servizio gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità ed utilità che possono essere soddisfatte per mezzo di altre fonti energetiche, anche di impatto ambientale comparabile. L’universalità del servizio si esprime pertanto nella sua disponibilità a condizioni di costo che riflettono condizioni economiche trasparenti, mentre non appare giustificata la

diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii forti ed inutili nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del paese.

In presenza di un servizio non universale, la perequazione interesserebbe una parte limitata dell'utenza, mentre non sarebbero interessati i circa dieci milioni di cittadini non serviti dal gas naturale. Una siffatta perequazione solleva pertanto perplessità di ordine equitativo.

Inoltre, la perequazione tra esercenti diversi comporta costi di ordine amministrativo, che devono essere ridotti al minimo. Ne consegue che l'Autorità ritiene che sia da evitare la costituzione di nuovi organismi amministrativi di carattere permanente.

Qualora fosse necessario favorire la diffusione del servizio in aree che si avvicinano all'economicità, superando le difficoltà inerenti le fasi iniziali della metanizzazione, potrebbe essere considerata in via temporanea la costituzione di un apposito fondo nazionale di compensazione, a beneficio degli ambiti tariffari relativi alle località ad alto costo definiti nel capitolo precedente. Tale fondo potrebbe essere alimentato da versamenti a carico degli utenti appartenenti agli ambiti rimanenti, in modo da coprire la metà dei maggiori costi, rispetto al valore medio nazionale aumentato del 30%, riconosciuti agli ambiti ad alto costo.

Il meccanismo di compensazione descritto non comporterebbe una perequazione (intesa come equalizzazione) delle tariffe, ma soltanto una compensazione parziale dei maggiori costi. La compensazione, che coprirebbe nell'ipotesi qui proposta metà dei maggiori costi, comporterebbe un certo grado di solidarietà a favore dei clienti situati in zone ad alto costo, incluse quelle di recente metanizzazione, a carico dei clienti situati nelle altre zone, ma manterrebbe al tempo stesso l'interesse da parte degli esercenti ad evitare sviluppi non economici, i cui costi rimarrebbero in larga misura a carico dell'esercente (o di altri clienti).

Si introdurrebbe una ulteriore componente del vincolo dei ricavi (QFNC), che per gli ambiti tariffari costituiti da località con costi superiori di oltre il 30% alla media nazionale sarebbe negativa; si determinerebbe pertanto un sussidio pari al 50% del maggior costo di distribuzione riconosciuto. In formula:

$$QFNC = - 0,5 (CGD + CCD - 1,3 \phi NU)$$

dove CGD e CCD sono i costi riconosciuti rispettivamente per la gestione e il capitale nell'attività di distribuzione di cui al successivo capitolo 6, e ϕ è il valore medio nazionale del costo riconosciuto di distribuzione per cliente.

Per gli altri ambiti tariffari, la componente QFNC sarebbe positiva, determinata annualmente dall'Autorità come percentuale uniforme del costo riconosciuto di distribuzione, in modo da coprire i costi delle componenti QFNC degli ambiti tariffari ad alto costo ed i costi amministrativi del fondo nazionale di compensazione:

$$QFNC = f (CGD + CCD)$$

Nell'ipotesi proposta il maggior aggravio per gli utenti finali non residenti negli ambiti ad alto costo (circa il 93% del totale) risulterebbe pari a circa 0,7% del costo riconosciuto di distribuzione (0,2% della tariffa media di vendita al netto delle imposte), per un valore totale del fondo di compensazione di meno di 30 miliardi di lire annui. Il meccanismo di compensazione coinvolgerebbe circa 1300 località ed il 30% degli esercenti.

La gestione del fondo di compensazione potrebbe essere affidata ad un'istituzione finanziaria individuata tramite gara dall'Autorità, che dovrebbe anche definire le modalità applicative.

Punto di discussione 2. Si ritiene opportuna l'istituzione del suddetto fondo di compensazione? In caso affermativo, quale percentuale dei maggiori costi riconosciuti degli ambiti tariffari "ad alto costo" può essere coperta a carico dei rimanenti utenti?

5. DEFINIZIONE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

Devono essere definiti i confini tra trasporto e distribuzione, attività che secondo il decreto legislativo n. 164/00 sono soggette a regole diverse. I confini tra le due attività non sono precisati in modo univoco nel decreto stesso e non sono sempre rinvenibili in modo chiaro nell'oggetto delle convenzioni stipulate tra enti locali ed esercenti.

Nelle more dell'adozione di una precisa definizione dei confini tra trasporto e distribuzione, che sarà effettuata per mezzo delle direttive per la separazione contabile ed amministrativa emanate ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge 4 novembre 1995 n. 481, l'Autorità fa riferimento alle lunghezze di rete dichiarate dagli esercenti del servizio per gli impianti di loro pertinenza. Le tariffe riconosciute per l'uso di reti dei distributori che svolgono di fatto attività di trasporto, non possono che essere identiche a quelle per l'uso delle reti di trasporto (diverse da quella nazionale di gasdotti, di cui all'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00) al fine di evitare incentivi alla riclassificazione o cessione delle reti o altre distorsioni nel processo di estensione e potenziamento del sistema, che potrebbero comportare costi superiori al necessario, penalizzando gli utenti.

Punto di discussione 3. Si ritiene possibile un diverso criterio per la definizione ed il trattamento tariffario delle reti distributive, nelle more della definizione dei confini della stessa?

6. FORMULAZIONE DEL VINCOLO DEI RICAVI

Numerose imprese distributrici e loro associazioni hanno osservato che la formulazione del vincolo dei ricavi dovrebbe considerare ulteriori fattori, tra cui:

- a) la densità abitativa, i problemi di congestione e le caratteristiche edilizie, che renderebbero inidonea la formulazione proposta nei Criteri specie per le grandi città;
- b) le caratteristiche fisiche del territorio e del sottosuolo;
- c) le caratteristiche tecniche delle reti, quali i materiali utilizzati per le tubazioni.

Inoltre, molte imprese distributrici non ritengono congrua la definizione di un limite alla lunghezza di rete riconosciuta, che nella proposta dell'Autorità è pari a 20 metri per utente finale, in quanto tale limite non considera gli obblighi di allacciamento anche per

lunghezze superiori, spesso contenuti negli atti di concessione ed in altri accordi programmatici tra enti concedenti ed esercenti.

Nella regolamentazione tariffaria non è possibile tenere conto delle caratteristiche tecniche delle reti, in quanto queste rientrano nell'autonoma sfera decisionale dei distributori, nell'ambito delle normative tecniche esistenti e di quelle relative alla continuità e alla sicurezza del servizio definite dall'Autorità. La correlazione a fattori tecnici nei costi riconosciuti ridurrebbe l'autonomia imprenditoriale, e perciò l'efficienza degli esercenti nella costruzione e nell'esercizio delle reti, con conseguenze distorsive sui relativi mercati.

E' invece possibile tener conto di fattori oggettivi di costo, non dipendenti dalle scelte tecniche ed organizzative degli esercenti.

Ulteriori analisi econometriche condotte in seguito alle osservazioni espresse durante la consultazione circa le determinanti dei costi mostrano che la relazione tra i principali fattori determinanti ed i costi è in generale non lineare. Alcuni dei fattori segnalati nella consultazione sono riconducibili a variabili proprie del territorio, non controllabili dagli esercenti, che risultano significative come fattori determinanti dei costi di capitale.

Si propone di utilizzare una formulazione di tipo esponenziale o semi-esponenziale sia per il costo di gestione (CGD) che per il capitale riconosciuto (CID) della distribuzione:

$$CGD = \alpha_0 \cdot NU^{\alpha_1} \cdot Z^{\alpha_2} \quad (1)$$

$$CCD = (\sigma_d + r_d \cdot \rho_d) \cdot CID \quad (2)$$

$$CID = \eta_0 \cdot NU^{\eta_1} \cdot Z^{\eta_2} \cdot POP^{\eta_3} + \eta_4 \cdot NU + \eta_5 \cdot V \quad (3)$$

dove:

- NU è il numero utenti,
- LR è la lunghezza delle reti in metri,
- σ_d è il tasso di ammortamento economico – tecnico delle reti distributive;
- r_d è il tasso riconosciuto di remunerazione del capitale, al lordo delle imposte
- ρ_d è il tasso di degrado del capitale investito, la cui determinazione viene effettuata nel successivo capitolo 7.
- POP è la popolazione del comune servito,
- Z è il rapporto LR/NU,
- V è il volume del gas distribuito, espresso come equivalente energetico (in MJ).

Le tavole B e C riportano i valori e gli intervalli dei coefficienti utilizzati nelle formule (1), (2) e (3).

Tavola B	
Coefficienti per la determinazione del costo riconosciuto di gestione della distribuzione	
α_0	34.000 – 36.000
α_1	1,0512
α_2	0,2085

Tavola C	
Coefficienti per la determinazione del capitale riconosciuto della distribuzione	
η_0 (zone altimetriche 1,2,3,4)	60.000 – 62.000
η_0 (zona altimetrica 5 = pianura)	46.000 – 48.000
η_1	1,0517
η_2	0,6889
η_3	0,1366
η_4 (gas naturale)	0
η_4 (altri gas)	800.000 – 840.000
η_5	160 – 168
r_d	8,5 – 9,5%
σ_d	2%

Come esposto nei Criteri, il calcolo viene effettuato per ogni località servita, mentre il valore di POP è quello del comune in cui è svolto il servizio. Il fattore determinato in funzione di POP riflette le difficoltà operative connesse alla dimensione urbana del centro servito, in modo più adeguato rispetto alla stessa densità di popolazione espressa in abitanti per unità di superficie, che nel contesto italiano è fortemente variabile in relazione alla definizione storica dei territori comunali.

Il coefficiente η_0 assume valori maggiori nelle zone non pianeggianti, poiché tiene conto delle maggiori difficoltà di posa delle reti che si sono incontrate nella quasi generalità delle zone collinari e montane.

Per le distribuzioni di gas diversi da gas naturale, in particolare Gpl puro o miscelato e gas manifatturato, si applica un fattore aggiuntivo che tiene conto dei maggiori costi di investimento propri della centrale di stoccaggio e gassificazione del combustibile, attribuiti in funzione dei clienti finali.

Le componenti additive e non esponenziali presenti nella formula (3) riflettono costi comuni non altrimenti attribuibili, quali le sedi e la dotazione di automezzi aziendali, i centri di elaborazione dati ed altre voci minori, che sono attribuiti convenzionalmente in funzione dei clienti e dei volumi, per le ragioni già esposte nei Criteri.

Rispetto al costo riconosciuto *complessivo* (di gestione e di capitale), la quota riferita ai volumi risulta pari a circa il 7% (al netto degli autoconsumi e perdite di rete) ed è assegnata in funzione incentivante rispetto ai potenziamenti di rete.

La formulazione esponenziale attenua la difficoltà connessa con la definizione di un valore limite alla lunghezza di rete riconosciuta per utente Z. Tale limite può essere fissato in corrispondenza di livelli di costo che rendono certamente non economica la metanizzazione per distribuzioni urbane ad utenze miste, ed è individuabile in 70 m/utente. L'adozione di questo limite non significa che la metanizzazione sia certamente economica per valori inferiori, né che non possa essere intrapresa anche per valori superiori, a discrezione degli enti concedenti, previo accordo con un esercente, anche attraverso erogazione di appositi contributi pubblici. L'Autorità non ritiene che i maggiori costi risultanti da metanizzazioni in simili condizioni, normalmente non economiche, possano essere compresi nel calcolo dei costi riconosciuti nelle tariffe a carico di tutti gli utenti dell'impresa distributrice.

Per i costi riconosciuti di vendita ai clienti vincolati, di pertinenza delle attuali aziende distributrici (vendita al dettaglio), saranno applicate le formule proposte nei Criteri, che possono essere sintetizzate come segue:

$$VRV = [\lambda + (\sigma_v + r_v \rho_v) \cdot \varepsilon] \cdot NV \quad (4)$$

dove NV è il numero dei clienti vincolati ed i coefficienti, espressi nella tavola D, assumono valori compresi nei seguenti intervalli:

Tavola D	
Coefficienti per la determinazione del costo riconosciuto di vendita	
λ	30.000 – 33.000
ε	180.000 – 200.000
r_v	9,5 – 10,5%
σ_v	5%
ρ_v	0,5

7. CAPITALE RICONOSCIUTO E SUO DEGRADO

E' stata chiesta da alcuni esercenti la valutazione del capitale investito su base individuale, anziché su base parametrica. L'Autorità ritiene di non potere accettare questa richiesta, perché non sarebbe applicabile a tutti gli esercenti, in quanto molti di essi non dispongono di stati patrimoniali separati per il servizio gas e certificati: ne deriverebbero trattamenti differenziati tra tipologie di esercenti, con possibili distorsioni sia nel mercato del gas che in quello dei servizi di distribuzione. Inoltre, il trattamento su base individuale non consente di considerare i benefici derivanti dalla concorrenza comparativa, che può essere applicata anche ai costi di capitale, sia pure con gradualità.

E' stato osservato che l'assunzione di un tasso medio di degrado del capitale pari a 0,5 risulta inadeguata specie per le reti più recenti, per le quali non è ancora iniziato il ciclo di rinnovo graduale tipico delle reti mature. Appare pertanto opportuno riconoscere un valore del coefficiente di degrado articolato in funzione dell'età stimata della rete.

In considerazione delle modalità di ammortamento accelerato mediamente consentite dalla normativa tariffaria nel corso degli anni ottanta e novanta, nonché dei tempi di ammortamento previsti dalla normativa fiscale, appare congruo considerare un coefficiente di degrado corretto per le reti con età inferiore a M anni, dove M è compreso tra 8 e 12. Il coefficiente ρ viene, quindi, articolato in funzione del periodo di tempo trascorso tra l'anno di prima fornitura (APF) effettivamente registrato nella località, indipendentemente dalla titolarità della gestione (usato quale criterio di stima dell'età della rete), e l'anno corrente (AC) di presentazione delle proposte tariffarie, secondo la formula:

$$\rho_d = 0,5 \quad \text{per } APF < AC - M;$$

$$\rho_d = 0,5 + 0,05 (APF - AC + M) \quad \text{negli altri casi.}$$

Ad esempio, per la prima applicazione riferita al 2001 e nell'ipotesi che M fosse pari a 10, il coefficiente di degrado ρ risulterebbe superiore a 0,5 per tutte le località in cui le forniture sono iniziate dopo il 1990.

Per le reti trasformate da gpl o gas manifatturato l'APF è l'anno di trasformazione. In caso di avvio della fornitura, di trasformazioni a gas naturale o di estensioni rilevanti, anche distribuite su più anni, avvenute dopo l'anno (2000 - M) nell'ambito del medesimo comune, potrà essere calcolato l'APF medio, ponderato per gli utenti delle diverse zone servite, calcolato assumendo il (2000 - M) come anno di prima fornitura per i clienti già serviti in tale data. Ad esempio, per la prima applicazione si applicherebbe la formula:

$$APF = \frac{\sum_{t=2000-M}^{2000} NU_t APF_t + (2000 - M) \cdot NU_{2000-M}}{NU}$$

dove

- NU_t sono i nuovi clienti per cui è stata attivata la fornitura in ciascun anno, al netto delle cessazioni;
- NU_{2000-M} sono gli utenti attivi al 31 dicembre dell'anno 2000-M;
- NU sono gli utenti complessivi allacciati ed attivi al 30 giugno 2000.

L'applicazione della formula soprarichiamata è limitata ai casi di trasformazioni o estensioni rilevanti del servizio, definite come quelle che interessano almeno il 5% dei clienti allacciati ed attivi al 30 giugno 2000, e comunque quelle superiori a 200 clienti, risultanti da impegni assunti attraverso le convenzioni o altri accordi con i comuni concedenti e documentate separatamente.

Il diverso criterio di riconoscimento dei coefficienti di degrado maggiori di 0,5 per le reti più recenti consente un'ideale transizione dal sistema di ammortamenti accelerati (rispetto a quelli economico - tecnici) in vigore nel periodo precedente, al nuovo sistema tariffario. In particolare, consente un adeguato ammortamento degli

investimenti recenti, inclusi quelli effettuati nel periodo 1997-2000, favorendo la prosecuzione della metanizzazione secondo criteri di economicità.

Poiché questo criterio permette il pieno riconoscimento del valore a nuovo (standard) delle nuove reti, si può considerare che tale valore debba essere assunto, ai fini tariffari, al netto della parte il cui costo non è sostenuto dagli esercenti, vale a dire al netto dei contributi che questi hanno percepito da parte di enti pubblici. Tuttavia nella maggioranza dei casi sono proprio contributi che consentono la realizzazione delle reti o di maggiori estensioni delle stesse.

Punto di discussione 4. Si ritiene opportuna la sottrazione dei contributi dal valore del capitale investito riconosciuto, limitatamente alle reti più recenti?

La rivalutazione del coefficiente ρ per le reti più recenti permette una buona approssimazione forfaitaria del tasso di degrado risultante dai bilanci analizzati e comporta valutazioni del capitale netto mediamente in linea sia con le perizie di stima disponibili presso l'Autorità sia con le valutazioni implicite nei corsi azionari delle società quotate, considerate alla prima quotazione o nel periodo utilizzato per la valutazione (1998).

Le modalità di valutazione del capitale investito riconosciuto determinate a fini tariffari non comportano in alcun caso pregiudizio delle modalità di rivalutazione che l'Autorità intende adottare ai sensi dell'articolo 14, comma 8 del decreto legislativo n. 164/00, anche per gli effetti derivanti ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del medesimo decreto. Tale valutazione corrisponde, infatti, a criteri di equità nel subentro di un gestore, anche al fine di favorire un equilibrato sviluppo della concorrenza per i mercati locali dei servizi di distribuzione e può essere effettuata anche con riferimento a criteri reddituali, coerenti con il sistema tariffario indipendentemente determinato a seguito del presente processo di consultazione.

L'Autorità conferma che, come illustrato nel paragrafo 2.4.11 dei Criteri, nei primi due anni di fornitura in una nuova località servita la determinazione delle tariffe non contribuisce al calcolo del vincolo dei ricavi e non vi è soggetta.

8. AGGIORNAMENTO DEI VINCOLI DEI RICAVI

L'aggiornamento dei coefficienti dei vincoli dei ricavi relativi ai costi di distribuzione, ed ai costi di vendita ai clienti vincolati propri delle aziende distributrici, conformemente alla legge n. 481/95, deve avvenire secondo meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità, in applicazione del metodo del "price-cap".

In relazione alla formule (1), (3) e (4) del capitolo 6, l'aggiornamento si applica ai coefficienti $\alpha_0, \eta_0, \eta_4, \eta_5, \lambda$. L'applicazione anche ai coefficienti del capitale deriva dal fatto che i tassi di rendimento sono fissati per tutto il periodo di regolazione.

I suddetti coefficienti sono aggiornati dall'Autorità entro la fine dell'anno solare precedente all'anno termico di applicazione. Il valore di ciascuna componente o elemento è ottenuto applicando al valore della stessa componente o elemento dell'anno precedente:

- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- b) un fattore di aumento della produttività predeterminato per tutto il periodo di regolazione che assume il valore RP_0 (% annuo) per α_0 e 0,1% annuo per η_0, η_4, η_5 ; l'Autorità si riserva la determinazione del valore di RP_0 ;
- c) una variazione collegata a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- d) limitatamente ai costi operativi, una variazione (Y) collegata ai costi relativi:
 - a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, inclusa la promozione delle fonti rinnovabili;
 - a recuperi di qualità del servizio, inclusi gli interventi di controllo della sicurezza degli impianti degli utenti finali;

I maggiori costi riconosciuti attraverso la variazione Y per le iniziative descritte al successivo capitolo 9 potranno essere stabiliti dall'Autorità con successive deliberazioni. In via transitoria, sarà determinata in relazione agli interventi predisposti dalle imprese di distribuzione ed approvati dall'Autorità contestualmente alle proposte di aggiornamento delle tariffe, in modo che i maggiori costi generati non siano superiori all'uno per cento dei ricavi di distribuzione determinati in assenza di interventi.

Ad esempio, per α_0 , si applica su base annua la formula

$$\alpha_{0j} = \alpha_{0,j-1} (1 + I_{j-1} - RP_0 + Y) \quad (5)$$

mentre per i coefficienti η , in luogo di RP_0 , si pone $RP_K = 0,0001$. La componente Y non si applica all'aggiornamento annuale dei coefficienti $\eta_0, \eta_4, \eta_5, \lambda$.

9. INIZIATIVE FINALIZZATE ALL'EFFICIENZA ENERGETICA, ALLA PROMOZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI, ALLA RICERCA E ALL'INNOVAZIONE, ALLA SICUREZZA DEGLI IMPIANTI DI UTENZA

Per le componenti relative ad attività connesse alla sicurezza degli impianti di utenza (compresa nelle cosiddette attività post contatore) l'Autorità provvede a definire un apposito regolamento ai sensi dell'articolo 16, comma 5 del decreto legislativo n. 164/00, che comprenderà le modalità di copertura dei relativi costi. Poiché le possibilità di risparmio energetico e di ricorso a fonti rinnovabili idonee a contenere i consumi di gas sono verosimilmente connesse, nella maggior parte dei casi, ad interventi sugli impianti d'utenza, appare opportuno considerare questi interventi come compresi nell'ambito delle attività post contatore.

Nelle more dell'emanazione del suddetto regolamento, può essere data facoltà alle imprese singole o associate o ad altre parti interessate di proporre interventi relativi alla promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, nonché della ricerca e dell'innovazione. Tali proposte, presentate simultaneamente alle opzioni tariffarie, possono essere vagliate dall'Autorità ed approvate. A partire dall'anno termico 2001-2002 la conseguenza sarebbe una variazione delle tariffe. Le proposte saranno approvate

qualora risultino coerenti con gli obiettivi e coerenti con i principi di concorrenza e trasparenza, e comportino costi non superiori all'1% del vincolo sui ricavi di distribuzione. La variazione tariffaria può essere successivamente revocata qualora non sia verificato il rispetto degli impegni assunti dall'esercente.

Il sistema tariffario proposto, che prevede per oltre il 90% un recupero dei costi indipendente dalle quantità distribuite, non ostacola l'adozione di interventi volti a contenere i consumi di gas sia a monte che a valle del contatore.

10. TARIFFE SOCIALI

Riserve verso le modalità di applicazione delle tariffe sociali sono state espresse sia dalle imprese che dai rappresentanti delle autonomie locali. Si ritiene che la definizione e il controllo degli aventi diritto alle tariffe sociali non possano essere compito degli esercenti, ma debbano essere svolte da soggetti competenti in materia di politiche sociali, quali i servizi comunali competenti. Questa attribuzione di competenze consente interventi mirati e flessibili, e pertanto più efficaci, in linea con le opinioni prevalenti in materia di politiche sociali. Ciò appare opportuno nel settore del gas, in considerazione del peso elevato che la spesa, specie per riscaldamento, può raggiungere nei bilanci di famiglie in condizioni disagiate, e che nella maggior parte d'Italia risulta sensibilmente superiore alla spesa media sostenuta per il servizio elettrico. Si propone, pertanto, in alternativa l'adozione di una delle due seguenti soluzioni:

- a) la costituzione di fondi a livello comunale, alimentati da un sovrapprezzo non superiore all'1% delle tariffe di vendita del gas ai clienti vincolati, al netto delle imposte, determinato dal comune, con vincolo di destinazione a copertura di spese relative alla fornitura del gas, anche in relazione a componenti non tariffarie, di clienti in condizioni di disagio tariffario, di anziani e disabili, secondo criteri definiti dai comuni stessi. Questa soluzione appare preferibile a motivo della sua maggiore flessibilità e perciò a motivo dell'efficacia potenzialmente maggiore in termini di politica sociale;
- b) la definizione di uno sconto semplificato e costante a beneficio di famiglie disagiate, riferito alle quote fisse ed a livelli di consumo limitati (ad esempio sconto del 50% sulla quota fissa media e di 200 lire/mc sui primi 200 mc annui), sulla base dell'ISEE risultante da attestazione dell'Istituto nazionale per la previdenza sociale, di un Centro di assistenza fiscale o del Comune, ai sensi del decreto legislativo 3 maggio 2000, n. 130. Questa soluzione è più rigida, ma può risultare idonea qualora i servizi comunali siano scarsamente attrezzati per l'amministrazione di soluzioni più complesse;

Con la seconda soluzione, il recupero dei minori ricavi connessi all'applicazione delle tariffe sociali avverrebbe come previsto nei Criteri.

Punto di discussione 5. Quale delle modalità proposte (a, b, o entrambe) è ritenuta preferibile? Si condividono i valori proposti?

Punto di discussione 6. Si ritiene opportuno che i trasferimenti a beneficio dei clienti siano sottoposti a forme di compensazione tariffaria tra comuni e/o tra esercenti? Secondo quali modalità?

11. MISURE TARIFFARIE PER LA PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA

Alcuni soggetti hanno sostenuto che la formulazione delle tariffe di vettoriamento calcolate esclusivamente in funzione dei clienti finali può ostacolare lo sviluppo della concorrenza, che il decreto legislativo n.164/00 promuove, prevedendo la piena idoneità di tutti i clienti a partire dall'1 gennaio 2003. Ciò dipenderebbe sia dal rischio che la complessità del calcolo per ogni utente costituisca un onere tale da scoraggiare l'entrata nel mercato di nuovi venditori, sia dalla possibilità che i distributori fissino tariffe di vettoriamento troppo elevate per i clienti maggiormente propensi a sostituire il proprio fornitore, rallentando la concorrenza e sottraendo margini ai venditori terzi.

Tuttavia, la complessità dei calcoli non è comunque superiore a quella relativa all'amministrazione della clientela da parte di un soggetto venditore, ed è pertanto certamente alla portata di un'impresa commerciale che intenda partecipare al mercato. In secondo luogo, la definizione da parte delle imprese distributrici di strutture tariffarie penalizzanti per i clienti con consumi più elevati può certamente ostacolare la concorrenza; tale rischio è ridotto poiché in tali segmenti di mercato è significativa la concorrenza di altre fonti energetiche, e pertanto un simile comportamento finirebbe per danneggiare gli stessi esercenti e la stessa industria del gas nel suo insieme. In terzo luogo, il rischio di danneggiare la concorrenza si ridurrà a partire dal 2003, allorché tutti i clienti saranno idonei.

Qualora si ritenga che il rischio sia rilevante, sono possibili diverse soluzioni:

- a) l'individuazione di un'*opzione tariffaria garantita* che i distributori siano tenuti ad offrire ai clienti su richiesta, ovvero al venditore o *shipper* per il vettoriamento ad uno o più clienti; tale opzione sarebbe calcolata (per analogia con le modalità di determinazione del vincolo sui ricavi) per il 93% in proporzione al numero dei clienti finali serviti da ciascun venditore rispetto al totale e per il 7% in proporzione al volume del venditore rispetto al totale distribuito;
- b) l'adozione di sconti obbligatori nelle tariffe di distribuzione verso gli attuali clienti idonei;
- c) l'individuazione di una tariffa nazionale temporanea per il vettoriamento agli attuali clienti idonei.

Nel ricalcolo annuale delle opzioni tariffarie si terrebbe conto dei diversi ricavi attesi derivanti dall'applicazione di una delle soluzioni sopra indicate. Il recupero o la restituzione a saldo dei minori o maggiori introiti, rispetto alle tariffe dell'opzione tariffaria base, avverrebbe con modalità analoghe a quelle previste nei Criteri per le differenze risultanti dall'applicazione di tariffe sociali.

<p><i>Punto di discussione 7. Si ritiene opportuna l'adozione di ulteriori misure tariffarie per la promozione della concorrenza? Quali?</i></p>
--

12. REGIME TRANSITORIO

12.1 *Vincoli dei ricavi*

Le tariffe calcolate sulla base della metodologia indicata comportano in parecchi casi scostamenti rilevanti rispetto ai costi di distribuzione al netto della materia prime derivanti dall'applicazione delle tariffe attuali, per effetto della forte disomogeneità dei livelli di partenza.

L'Autorità ritiene che il vincolo dei ricavi a regime possa essere raggiunto immediatamente, oppure con uno o due adeguamenti intermedi, in funzione dello scarto tra i costi di distribuzione riconosciuti attualmente e quelli calcolati sulla base della formulazione proposta nel presente documento. Il primo adeguamento è basato sui costi di distribuzione vigenti di ciascuno degli attuali bacini tariffari. Si propone di seguire la seguente procedura:

- qualora la variazione complessiva tra il costo di distribuzione attuale (RC come definito nei Criteri) sia eguale o superiore in valore assoluto al 20%, attraverso tre variazioni percentuali, di cui la prima pari in valore assoluto al 10%, e le altre di pari importo percentuale, calcolate sulla variazione intercorrente tra il ricavo riconosciuto complessivamente nei bacini tariffari del gruppo esercente, sulla base della normativa attuale, ed il vincolo dei ricavi a regime, comprensivo del costo di vendita riconosciuto, ricalcolato annualmente sulla base dei parametri aggiornati dell'esercente e dei coefficienti adeguati con il metodo del *price cap*. Le variazioni sono applicate rispettivamente l'1 gennaio 2001, l'1 luglio 2001 e l'1 luglio 2002, in modo che il vincolo sui ricavi di distribuzione a regime sarà in ogni caso applicato nell'anno termico 2002-2003;
- qualora la variazione sia non inferiore in valore assoluto al 10% ed inferiore al 20%, attraverso due variazioni percentuali di cui la prima pari in valore assoluto al 10%, e l'altra calcolata come sopra, applicando pertanto il valore a regime del vincolo sui ricavi di distribuzione nell'anno termico 2001-2002. Tali variazioni sono applicate l'1 gennaio 2001 e l'1 luglio 2001;
- qualora la variazione sia inferiore in valore assoluto al 10%, si applica dall'1 gennaio 2001 il valore a regime del vincolo sui ricavi di distribuzione all'entrata in vigore del nuovo sistema tariffario, per i comuni di ciascun bacino tariffario.

Qualora le variazioni tariffarie previste siano in aumento, in considerazione del fatto che i costi riconosciuti sono relativi al servizio prestato secondo adeguati livelli di qualità del servizio, la loro applicabilità è subordinata all'adempimento degli obblighi previsti dalle direttive dell'Autorità in materia di qualità del servizio, alla data di entrata in vigore delle variazioni tariffarie. Tra tali obblighi sono considerati in particolare quelli previsti dalla deliberazione 2 marzo 2000 n.47/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000, limitatamente al pronto intervento, e quelli che saranno definiti nel provvedimento emanato al termine del processo di consultazione avviato con la pubblicazione del documento per la consultazione dell'8 giugno 2000 "Regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione". L'Autorità sospenderà l'applicazione di

eventuali aumenti del vincolo dei ricavi di distribuzione (VRD) nelle località nelle quali l'impresa distributrice non ha rispettato gli obblighi previsti da tale provvedimento.

12.2 Tariffe

Una tempestiva applicazione delle variazioni tariffarie tendenti a raggiungere o ad avvicinare il vincolo dei ricavi previsto dal nuovo sistema tariffario, contrasta con l'esigenza di definire le proposte tariffarie e di ottenere l'approvazione dell'Autorità ai sensi e con i tempi previsti dall'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95.

Al fine di contemperare tali esigenze, si propone di mantenere in vigore le tariffe attuali (T1, T2, T3, T4) per il primo semestre 2001, variandole proporzionalmente in aumento o in diminuzione in modo da adeguarle ai vincoli transitori sui ricavi definiti nella sezione precedente. Il nuovo sistema tariffario entrerà pienamente in funzione a partire dall'1 luglio 2001, sulla base delle proposte tariffarie predisposte dagli esercenti ed approvate dall'Autorità nel corso del primo semestre 2001. Più precisamente si propone che:

- a) alla data di entrata in vigore del nuovo sistema tariffario, gli esercenti determinino il vincolo dei ricavi a regime per ciascuno dei propri bacini tariffari attuali, sulla base dei dati disponibili per l'anno termico 1999-2000 (o in mancanza, per l'anno solare 1999), al quale è aggiunta una quota a copertura dei costi di commercializzazione, e lo confrontano con il costo riconosciuto di distribuzione al netto della materia prima, effettivamente conseguito nei suddetti bacini nel medesimo periodo;
- b) i livelli tariffari massimi attualmente vigenti in ciascun bacino, siano aumentati per le tariffe dei bacini per i quali il vincolo sui ricavi del bacino a regime risulta superiore ai ricavi effettivi e siano diminuiti nel caso opposto, in modo tale da rispettare complessivamente i vincoli dei ricavi transitori definiti nel precedente paragrafo 12.1;
- c) gli esercenti possano proporre percorsi di adeguamento differenti per le diverse tariffe, avendo riguardo all'opportunità di tendere gradualmente ai livelli previsti a regime, nel rispetto dei vincoli complessivi sui ricavi;
- d) per il primo semestre 2001, ai clienti idonei si applichino tariffe di distribuzione pari ai margini di vettoriamento previsti dall'Accordo tra Snam, Anci, Anig, Assogas e Federgasacqua del 14 ottobre 1996, articolo B.2.3, applicati nel secondo semestre dell'anno 2000 e ridotti del 10%. Dall'1 luglio 2001 si applicheranno le tariffe determinate in base al nuovo sistema tariffario, rispettando i vincoli dei ricavi transitori ove vigenti;
- e) entro il 31 marzo 2001 gli esercenti predispongano le proposte tariffarie contenenti l'opzione tariffaria base, nel rispetto del vincolo dei ricavi vigente nell'anno termico 2001-2002, e le eventuali opzioni tariffarie. Se approvate, le tariffe entreranno in vigore l'1 luglio 2001.

La riduzione del 10% delle tariffe provvisorie per i clienti idonei rispetto ai margini di vettoriamento di cui alla precedente lettera d), è motivata dalla necessità di detrarre dalla tariffa di distribuzione i costi di vendita, che possono essere forfetariamente stimati, in via transitoria, nella misura del 10% dei costi dell'attuale servizio integrato di distribuzione e vendita.

Punto di discussione 8. Ai fini della determinazione delle tariffe di vendita ai clienti del mercato vincolato, l'adeguamento graduale delle tariffe di distribuzione ai vincoli dei ricavi e le nuove strutture tariffarie determinate a partire dall'1 luglio 2001, interagiscono con l'andamento della componente transitoria della materia prima CM, che segue l'andamento dei prezzi internazionali dell'energia in base ai criteri della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n.52/99, pubblicata nella Gazzetta ufficiale, Serie generale, n.100 del 30 aprile 1999. Ciò potrebbe provocare, per alcuni esercenti, o per alcuni bacini tariffari, o per alcune delle attuali classi di utenza, andamenti oscillanti delle tariffe che possono risultare indesiderabili. Si ritiene opportuno che l'Autorità si riservi il diritto di differire le variazioni tariffarie per alcuni bacini tariffari o classi di utenza, anche su proposta degli esercenti, in modo da assicurare una maggiore gradualità nell'evoluzione delle tariffe di vendita alla luce degli andamenti della componente CM?

13. RIEPILOGO DELLE COMPONENTI DEL VINCOLO SUI RICAVI DI DISTRIBUZIONE E DELLE TARIFFE DI FORNITURA AI CLIENTI FINALI DEL MERCATO VINCOLATO

Il vincolo sui ricavi della distribuzione VRD è costituito dalle seguenti componenti di costo:

$$VRD = CGD + CCD + QFNC + CTSO \quad (6)$$

dove:

- CGD è il costo di gestione della distribuzione
- CCD è il costo di capitale della distribuzione pari a γ CID in cui:
 - $\gamma = \rho_d * r_d + \sigma_d$
 - ρ_d è il tasso di degrado del capitale investito;
 - r_d è il tasso riconosciuto di remunerazione del capitale, al lordo delle imposte
 - σ_d è il tasso di ammortamento economico – tecnico delle reti distributive;
 - CID è il capitale riconosciuto della distribuzione
- QFNC è la componente, positiva o negativa, attraverso la quale si attua la compensazione parziale dei maggiori costi per le località ad alto costo;
- CTSO è la componente di recupero dei minori ricavi (o di restituzione dei maggiori ricavi) risultanti dall'eventuale applicazione di opzioni tariffarie previste per la promozione della concorrenza o di tariffe sociali scontate;

La quota variabile TV della tariffa di fornitura ai clienti del mercato vincolato è calcolata come segue:

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

dove:

- QE è la quota a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso della materia prima energetica utilizzata;
- QVI è la quota a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso per la vendita a clienti vincolati;
- QT è la quota a copertura dei costi di trasporto e dispacciamento, calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- QS è la quota a copertura dei costi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- QL è la quota a copertura dei costi di utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto (Gnl), calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- TD è la quota variabile della tariffa per la distribuzione determinata ai sensi del provvedimento che l'Autorità intende emanare a seguito del presente processo di consultazione;
- QVD è la quota rappresentativa dei costi sull'attività di vendita al dettaglio del gas distribuito.

Fino alla determinazione, con apposite deliberazioni dell'Autorità, delle componenti QE, QVI, QT, QS, QL si applica la formula:

$$TV = CM + TD + QVD$$

dove CM è la componente definita nei Criteri.

La quota fissa della tariffa di vendita ai clienti del mercato vincolato coincide con la quota fissa prevista per il servizio di distribuzione.