

## Nota metodologica

### *Aggiornamento trimestrale dei corrispettivi per la vendita di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato*

<b>1. Premessa.....</b>	<b>1</b>
<b>2. I corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato....</b>	<b>2</b>
<b>3. Determinazione del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto e dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica .....</b>	<b>3</b>
<b>4. Trasferimento dei prezzi di cessione nei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.....</b>	<b>5</b>
<b>5. Recupero dello scostamento tra i prezzi di cessione stimati ex ante e l'esborso effettivamente sostenuto dell'Acquirente Unico.....</b>	<b>7</b>
<b>6. Meccanismo di stabilizzazione dei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.....</b>	<b>7</b>
<b>7. Ulteriori aggiustamenti dei meccanismi di aggiornamento adottati.....</b>	<b>8</b>

#### **1. Premessa**

Con l'entrata in operatività del sistema delle offerte (borsa elettrica), avvenuta il 1° aprile 2004, l'aggiornamento trimestrale della componente a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato (componente CCA) è stato riformato superando il precedente regime amministrato basato sull'andamento consuntivo del costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta dagli impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (parametro Ct). Nel nuovo regime, l'aggiornamento trimestrale, fa riferimento ai costi che l'Acquirente Unico ha sostenuto e deve sostenere per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

Nel nuovo Testo integrato, approvato con deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: Testo integrato), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha definito la componente CCA in modo diverso rispetto al passato, in coerenza con le nuove modalità di formazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

La presente nota descrive le metodologie operative adottate ai fini dell'aggiornamento tariffario in attuazione della nuova procedura di aggiornamento con riferimento a:

- a) la stima ex-ante dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici;
- b) il trasferimento dei suddetti prezzi nei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica sia per i clienti finali dotati di misuratore multiorario che per quelli non dotati di tale misuratore;
- c) il meccanismo di "recupero" da adottare nel caso in cui i prezzi di cessione stimati ex-ante non coincidano con quelli effettivamente determinatisi a consuntivo;

La nota è così articolata. Nel capitolo 2 sono brevemente descritti i corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato nell'attuale quadro normativo; in particolare in questo capitolo vengono illustrati gli elementi che compongono tali corrispettivi e le modalità di aggiornamento dei medesimi elementi. Nel capitolo 3 si procede alla descrizione del prezzo di cessione pagato dalle imprese distributrici all'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Nel capitolo 4 sono riportate le modalità attraverso cui avviene il trasferimento dei prezzi di cessione nei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Nel capitolo 5 viene descritto il meccanismo di "recupero" dello scostamento tra il prezzo di cessione a consuntivo e quello stimato ex-ante. Nel capitolo 6 vengono illustrati i meccanismi di stabilizzazione introdotti con l'obiettivo di limitare, almeno in parte, la volatilità dei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato. Nel capitolo 7 sono descritti alcuni possibili aggiustamenti da apportare alle metodologie descritte nei paragrafi precedenti.

Le soluzioni metodologiche adottate per l'aggiornamento rispondono ad alcuni criteri generali, tra i quali:

- a) la copertura dei costi sostenuti dai distributori per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato;
- b) la definizione di una tariffa che dia un corretto segnale di costo ai clienti finali relativamente al proprio comportamento sui consumi, in particolare a quelli di dimensioni medio/grandi caratterizzati da una maggiore elasticità della domanda al prezzo;
- c) il contenimento dell'impatto della volatilità dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico sui corrispettivi di vendita per i clienti finali, in particolare con riferimento ai clienti di piccole dimensioni.

## **2. I corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato**

Il Testo integrato, definisce i corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato come somma dei seguenti elementi:

- a) PC, a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica;
- b) OD, a copertura di parte dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato<sup>1</sup>;

---

<sup>1</sup> In tale voce sono compresi i corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema, il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete, di cui alla deliberazione n. 48/04.

- c) VE, a copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- d) INT, a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico con o senza preavviso;
- e) CD, a copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (*capacity payment*);
- f) DP, a copertura dei costi connessi con l'istituto della riconciliazione per l'anno 2001.

Gli elementi VE, INT, CD e DP vengono aggiornati trimestralmente sulla base della stima della necessità di gettito, con modalità analoghe a quanto previsto per gli oneri generali di sistema (componenti A).

In vista dell'avvio del dispacciamento di merito economico e della conseguente entrata in operatività del sistema delle offerte, con il Testo integrato e la deliberazione n. 5/04, si è provveduto a modificare in modo sostanziale la modalità di determinazione degli elementi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento.

Prima della partenza della borsa, ossia fino a tutto il mese di marzo 2004, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento venivano determinati sulla base del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (PG), stabilito in via amministrata dall'Autorità. Il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso era articolato in una componente a copertura dei costi fissi determinata ex ante a livello annuale sulla base dei costi fissi di generazione a livello nazionale ed in una componente a copertura dei costi variabili (parametro Ct), aggiornata trimestralmente sulla base di un meccanismo pre-determinato.

A partire dal mese di aprile, invece, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono determinati in modo da coprire i costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato. Il prezzo pagato dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica corrisponde al prezzo di cessione che, a sua volta, riflette i costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico. Conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento occorre fare riferimento al livello dei prezzi di cessione dell'Acquirente Unico alle imprese distributrici. In linea di principio, tali prezzi sono certi per i mesi già trascorsi completamente alla data di aggiornamento, mentre, per i trimestri successivi, vengono stimati dall'Autorità sulla base delle migliori informazioni fornite dall'Acquirente unico e dal Gestore della rete.

### **3. Determinazione del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto e dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica**

La regolamentazione dei corrispettivi per la cessione di energia elettrica dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato prevede che ciascuna impresa distributtrice acquirente, per la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato dalla medesima serviti, sia tenuta a pagare all'Acquirente unico, al termine di ciascun mese, il prezzo di cessione determinato sulla base dei costi medi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico in tale mese.

In particolare, il prezzo di cessione è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 di un mese, alla somma di tre componenti:

- a) il costo unitario di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico nelle ore comprese in detta fascia oraria;

- b) il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato nelle ore comprese in detta fascia oraria;
- c) il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico per il proprio funzionamento .

Il costo unitario di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 di un mese, alla media ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico nelle ore comprese in detta fascia oraria:

- a) per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento;
- b) per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte (bilaterali fisici);
- c) per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o ad altre tipologie di contratto di copertura di rischio prezzo.

Con riferimento all'anno 2004, il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento corrisponde al prezzo dello scambio pagato, per ciascuna fascia oraria, dall'Acquirente unico al Gestore della rete nell'ambito dei contratti per lo scambio dell'energia elettrica, per la quota di energia elettrica acquistata dal Gestore della rete nel mercato del giorno prima per le forniture necessarie all'Acquirente unico.

Il Testo integrato stabilisce inoltre la modalità di attribuzione alle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico nelle ore comprese in ciascuna fascia oraria per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte e contratti differenziali per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica. In particolare, per l'anno 2004, il costo unitario è pari al prodotto tra il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto in detta fascia oraria se avesse acquistato attraverso il servizio di scambio l'energia elettrica oggetto del contratto di compravendita o del contratto differenziale e il rapporto tra:

- a) il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in detto mese per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte o contratti differenziali;
- b) il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto in detto mese se avesse acquistato attraverso il servizio di scambio l'energia elettrica oggetto del contratto di compravendita o del contratto per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

L'attribuzione alle fasce orarie dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico relativi ai contratti fisici e ai contratti differenziali ha la finalità di valorizzare tutta l'energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico sulla base dell'articolazione del prezzo del servizio di scambio, ovvero del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nel mercato in assenza di coperture specifiche. In questo modo, viene fornito il corretto segnale di prezzo del costo di approvvigionamento sostenuto sulla base del valore dell'energia elettrica nel mercato. L'articolazione dei corrispettivi per fascia oraria del prezzo di cessione dall'Acquirente unico viene quindi effettuata sulla base dell'andamento del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nel mercato in ciascun mese. Con riferimento alla stima del prezzo di cessione per i periodi successivi alla data di aggiornamento tale articolazione risulta conseguentemente

dipendente dalla previsione del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nel mercato articolato per fascia oraria relativo a ciascun mese del periodo successivo.

I livelli di consuntivo e la stima del prezzo di cessione per i periodi successivi alla data di aggiornamento sono determinati dall'Autorità sulla base delle informazioni che l'Acquirente unico deve inviare alla medesima Autorità entro il giorno 10 del mese precedente all'inizio di ciascun trimestre<sup>2</sup>. Inoltre, con riferimento alla parte del prezzo di cessione a copertura dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica gli Uffici dell'Autorità provvedono a inviare periodicamente una richiesta al Gestore della rete sui livelli a consuntivo e su quelli stimati per i periodi successivi alla data di aggiornamento.

La parte del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto dell'Acquirente unico è funzione del portafoglio di approvvigionamento della medesima società. Tale parte comprende, con riferimento ai contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte, i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo di capacità di trasporto sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di operatore di mercato cedente<sup>3</sup>. La struttura del portafoglio risulta rilevante ai fini della determinazione del prezzo di cessione a copertura dei costi di acquisto dell'Acquirente unico sia con riferimento alle quote di energia approvvigionata attraverso le diverse fonti, che con riferimento al costo medio di approvvigionamento di ciascuna fonte. In linea generale, infatti, la quota di energia elettrica approvvigionata attraverso contratti di compravendita o contratti differenziali, nell'ipotesi che i prezzi di tali contratti siano indipendenti dal prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nel mercato, ha l'effetto di ridurre l'impatto della volatilità di tale prezzo sul prezzo di cessione.

La parte del prezzo di cessione a copertura dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica è pari, in ciascuna fascia oraria, al costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato nelle ore comprese in detta fascia oraria. Concorrono, per l'anno 2004, alla determinazione di tale costo:

- a) i corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento;
- b) il corrispettivo a copertura delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
- c) il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete di cui all'art. 45 della deliberazione n. 48/04.

I corrispettivi sopra elencati risultano non differenziati tra le fasce orarie. Conseguentemente, il livello unitario della parte del prezzo di cessione a copertura dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica risulta uguale in tutte le fasce orarie.

#### **4. Trasferimento dei prezzi di cessione nei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato**

L'elemento PC, nel quale vengono trasferiti i prezzi di cessione a copertura dei soli costi di acquisto dell'energia elettrica, è definito dal Testo integrato, come:

- a) il prodotto tra il parametro  $\gamma$  ed il parametro PGN, per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 (clienti monorari);

---

<sup>2</sup> Si veda, a tale proposito, l'articolo 33 del Testo integrato

<sup>3</sup> Tali corrispettivi sono a carico dell'Acquirente unico per la quota parte di importazioni assegnata al mercato vincolato ai sensi del comma 9.2 dell'allegato B della delibera 157/03.

- b) il prodotto tra il parametro  $\lambda$  ed il parametro  $PGN_B$ , per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2 (clienti biorari);
- c) il prodotto tra il parametro  $\lambda$  e il parametro  $PGN_T$ , per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 (clienti multiorari).

dove:

- $PGN$  è la stima della componente del prezzo di cessione a copertura dei costi annuali di acquisto dell'energia elettrica e di funzionamento dell'Acquirente unico;
- $PGN_B$  è la stima della media del trimestre successivo della suddetta componente del prezzo di cessione per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2;
- $PGN_T$  è la stima della media del trimestre successivo della suddetta componente del prezzo di cessione per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4;
- $\gamma$  esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia contrattuale, tenuto conto delle perdite di energia sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- $\lambda$  è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, differenziato per tipologia contrattuale.

Analogamente, l'elemento OD, nel quale confluiscono i soli costi di dispacciamento, è definito dal Testo integrato come:

- a) il prodotto tra il parametro  $\gamma_{OD}$  ed il parametro D, per i clienti monorari e biorari;
- b) il prodotto tra il parametro  $\lambda$  ed il parametro  $D_T$ , per i clienti multiorari.

dove:

- D è la stima della componente del prezzo di cessione a copertura dei costi annuali sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento;
- $D_T$  è la stima della media della suddetta componente del prezzo di cessione per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4;
- $\gamma$  e  $\lambda$  sono definiti come sopra.

Gli elementi PC e OD vengono pubblicati ogni trimestre nelle tabelle allegate alla delibera relativa all'aggiornamento trimestrale.

L'aggiornamento trimestrale degli elementi PC e OD può essere concettualmente considerato come suddiviso in due fasi separate: la prima relativa alla determinazione della quota dei suddetti elementi che riflette la migliore previsione dei costi che saranno sostenuti dall'Acquirente unico, la seconda è connessa alla quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali differenziali di costo riferiti al passato.

Per quel che riguarda la prima fase sopra citata, in coerenza con le disposizioni del Testo integrato sopra riassunte, gli elementi PC e OD vengono determinati adottando metodologie di calcolo differenziate a seconda che i clienti finali siano o non siano dotati di misuratore atto a misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie.

Per i clienti finali non dotati del suddetto misuratore a fasce, gli elementi PC e OD rappresentano, per ciascuna tipologia contrattuale, la media annua (riferita, per l'anno 2004, all'anno solare) dei prezzi di cessione (di acquisto nel caso di PC e di dispacciamento nel caso di

OD) relativi a ciascuna fascia oraria; tale media è ponderata in base al profilo di consumo di ciascuna tipologia contrattuale, in ciascuna fascia oraria in ogni mese dell'anno di competenza considerato e corretta per le perdite. I prezzi di cessione utilizzati sono quelli certi, disponibili alla data di aggiornamento e, per la restante parte dell'anno, quelli stimati sulla base delle informazioni fornite dall'Acquirente Unico e dal Gestore della rete.

Per i clienti finali dotati di misuratore atto a misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 o nelle fasce FB1 e FB2, gli elementi PC e OD vengono calcolati come media dei prezzi di cessione stimati, relativi al trimestre oggetto dell'aggiornamento, ponderata sulla base del profilo di prelievo medio del trimestre dei clienti dotati rispettivamente di misuratore atto a misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 ovvero nelle fasce FB1 e FB2, e corretti per le perdite.

## **5. Recupero dello scostamento tra i prezzi di cessione stimati ex ante e l'esborso effettivamente sostenuto dell'Acquirente Unico**

Il costo di approvvigionamento dell'energia elettrica rappresenta un costo *pass through* per l'impresa distributrice (salvo il riconoscimento standard delle perdite di rete). Per questo motivo, eventuali differenziali tra prezzi di cessione stimati ex ante e prezzi di cessione a consuntivo determinati ex post devono essere recuperati dalle imprese distributrici.

Il recupero viene attuato attraverso un meccanismo di "compensazione scorrevole" (di seguito indicato anche come "recupero"), in cui la differenza tra i prezzi di cessione fissati ex ante all'inizio di ciascun trimestre e i prezzi di cessione a consuntivo viene recuperata tramite l'adeguamento della componente CCA.

Quantificato il "recupero" complessivo necessario a correggere gli errori di stima dei prezzi di cessione generatisi nei mesi precedenti (quando noti e consolidati), e stabilito l'ammontare da recuperare nel trimestre oggetto di aggiornamento<sup>4</sup>, viene definita un'aliquota media a copertura di detti errori di stima, tenendo conto delle previsioni dell'Acquirente Unico relative alla domanda di energia elettrica del mercato vincolato nel trimestre oggetto di aggiornamento. Tale aliquota è differenziata per fasce orarie e l'attribuzione alle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 è coerente con la differenziazione per fasce orarie prevista per le componenti *INT* e *CD*.

La ripartizione del "recupero" per tipologie contrattuali viene effettuata, per i clienti monorari e multiorari, con le stesse modalità utilizzate per la ripartizione degli elementi PC e OD. Ai clienti biorari viene attribuito un corrispettivo a copertura del "recupero" pari, per ciascuna tipologia, a quello previsto per i clienti non dotati del misuratore.

I corrispettivi a copertura dei differenziali tra prezzi di cessione stimati ex ante e prezzi di cessione a consuntivo (recupero) vengono sommati agli elementi PC e OD e concorrono a formare il corrispettivo di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato (componente CCA).

## **6. Meccanismo di stabilizzazione dei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato**

Gli errori di stima che danno luogo al cosiddetto "recupero" possono assumere segni opposti nell'arco dell'anno. L'adeguamento della tariffa indotto dal recupero, dunque, rischia di amplificare l'effetto della volatilità dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico sulla tariffa finale.

---

<sup>4</sup> L'ammontare del differenziale da recuperare nel trimestre oggetto di aggiornamento è soggetto ad un meccanismo di limitazione che verrà illustrato nel paragrafo successivo.

L'Autorità, per limitare tale effetto, intende prevedere di norma che il recupero degli errori di stima dei periodi precedenti sia applicato, in ciascun trimestre, entro limiti predefiniti.

Il meccanismo di stabilizzazione tende a ridurre la variabilità della tariffa, prevedendo che il valore medio dell'ammontare del recupero nel trimestre oggetto dell'aggiornamento non comporti una variazione superiore:

- a) al 5% del valore medio della somma della componente PC-e della relativa componente di "recupero" riferiti al trimestre precedente per la tariffa di vendita monoraria;
- b) al 10% del valore medio della somma della componente OD e della relativa componente di "recupero" riferiti al trimestre precedente per la tariffa di vendita monoraria.

Resta inteso che il meccanismo di stabilizzazione può limitare esclusivamente il livello del recupero da inglobare in tariffa.

L'eventuale mancato recupero dovuto all'attivazione del meccanismo di stabilizzazione concorrerà a formare l'ammontare oggetto di recupero nel trimestre successivo.

Nel caso di aggiornamento relativo al quarto trimestre di un anno solare, gli errori di stima non ancora recuperati, tenuto conto dei meccanismi di perequazione dei costi di approvvigionamento attualmente vigenti (articolo 43 del Testo integrato), diverranno parte delle partite economiche oggetto di perequazione effettuata una volta all'anno.

## **7. Ulteriori aggiustamenti dei meccanismi di aggiornamento adottati**

L'adozione di un meccanismo di recupero quale quello sopra descritto, se comparato con un sistema basato interamente su un meccanismo di perequazione a fine anno, si ritiene possa garantire un recupero più rapido del differenziale tra i prezzi di cessione effettivi pagato mensilmente all'Acquirente Unico da parte del distributore ed i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento raccolti con le tariffe applicate ai clienti finali.

Come già accennato, il differenziale eventualmente realizzatosi nell'ultimo trimestre dell'anno ed eventuali differenziali sorti durante l'anno e non recuperati in tariffa, verranno recuperati attraverso il meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento previsto da regime generale del Testo integrato.

Questo sistema "misto", può a sua volta costituire una causa di instabilità per i corrispettivi di vendita nel passaggio dalle tariffe per il quarto trimestre di un anno e le tariffe per il primo trimestre dell'anno successivo.

L'Autorità intende approfondire ulteriormente tali problematiche e, a tal fine, ha già provveduto ad attivare un gruppo di lavoro con le principali imprese distributrici finalizzato a valutare l'adeguatezza dei vigenti meccanismi di perequazione e la loro coerenza con il meccanismo di recupero sopra descritto, fermi restando gli obiettivi di stabilità della tariffa di vendita al mercato vincolato e la garanzia di piena copertura dei costi di approvvigionamento sostenuti dalle imprese distributrici (salvo il riconoscimento standard delle perdite di rete). In tale ambito verrà altresì valutata l'ipotesi di rivedere la logica di determinazione dei corrispettivi dei clienti monorari, definendo l'arco temporale di riferimento non con riferimento all'anno solare ma ad un periodo corrispondente a dodici mesi scorrevoli.

20 ottobre 2004