

RELAZIONE TECNICA
relativa alla deliberazione 28 dicembre 2006, n. 321/06

**“PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE GENNAIO - MARZO
2007 DI COMPONENTI E PARAMETRI DELLA TARIFFA ELETTRICA”**

1. Introduzione

- 1.1 Ai sensi del Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica, approvato con deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: Testo integrato) è previsto che gli elementi *PC*, *OD*, *CD*, *INT*, *DP*, *VE*, *PV* e le componenti *CCA* e *CAD* siano pubblicati dall’Autorità prima dell’inizio di ciascun trimestre.
- 1.2 Il provvedimento connesso alla presente relazione tecnica:
- a) fissa nuovi livelli degli elementi *PC*, *OD*, *PV* e delle componenti *CCA* e *CAD*, sulla base dei valori assunti dai parametri *PGN*, *PGN_B*, *PGN_T*, *D* e *D_T*;
 - b) conferma i valori degli elementi *CD* e *INT* fissati con deliberazione 29 dicembre 2005, n. 299/05 (di seguito: deliberazione n. 299/05);
 - c) conferma il valore dell’elemento *VE* fissato pari a zero a partire dall’1 luglio 2005 con deliberazione 28 giugno 2005, n. 133/05 (di seguito: deliberazione n. 133/05);
 - d) conferma il valore dell’elemento *DP* fissato pari a zero a partire dall’1 ottobre 2005 con deliberazione 28 settembre 2005, n. 201/05;
 - e) cessa la pubblicazione degli elementi *PC*, *OD* e della componente *CCA* non differenziati per fasce orarie con riferimento alle tipologie contrattuali “utenze in media tensione altri usi” e “utenze in alta e altissima tensione”;
 - f) adegua i valori delle componenti tariffarie *A₂* e *A₃*;
 - g) conferma i valori della componente tariffaria *A₄* fissati con deliberazione n. 133/05 ed i valori della componente tariffaria *A₆* fissati con deliberazione 28 giugno 2006, n. 132/06;
 - h) riattiva l’applicazione della componente *A₅* dopo la transitoria sospensione disposta con deliberazione n. 133/05;
 - i) adegua i valori dell’aliquota di cui all’articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 e della componente tariffaria *MCT*;
 - j) adegua il valore della componente tariffaria *UC₁*;
 - k) conferma i valori della componente *UC₃* fissati con deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04;
 - l) conferma i valori delle componenti *UC₄* e *UC₅* fissati con deliberazione dell’Autorità 30 marzo 2005, n. 54/05;
 - m) dà applicazione ai valori della componente tariffaria *UC₆* fissati con deliberazione 22 settembre 2006, n. 203/06 (di seguito: deliberazione n. 203/06);

- n) quantifica i costi riconosciuti all'Acquirente unico S.p.A. (di seguito: Acquirente unico) per lo svolgimento dell'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato in via definitiva per l'anno 2005 e in via preliminare per l'anno 2007;
- o) modifica il Testo integrato.

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

2.1 Il Testo integrato definisce i corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato (componente CCA) 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 dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato;
- c) *VE*, a copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) sino all'anno precedente l'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 da Terna S.p.A. (di seguito: Terna) 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.

2.2 I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono determinati coerentemente con la finalità di copertura dei 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 praticati dall'Acquirente unico alle imprese distributrici. Tali prezzi sono articolati sulla base delle nuove fasce orarie previste dal Testo integrato, come modificato dalla deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2006, n. 181/06.

2.3 I corrispettivi di vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, ridefiniti dall'Autorità alla fine di ciascun trimestre per il trimestre successivo, vengono dimensionati tenendo conto:

- a) del consuntivo e del pre-consuntivo dei costi sostenuti dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno già trascorsi;
- b) della migliore previsione dell'andamento dei costi dell'Acquirente unico nei restanti mesi dell'anno;
- c) dello scostamento tra valorizzazione ex-ante ed ex-post dei costi dell'Acquirente unico, per i mesi rispetto ai quali sono disponibili dati di consuntivo e pre-consuntivo.

3 Valorizzazione dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico

3.1 Il comma 30.1 del Testo integrato prevede che il prezzo di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato sia determinato, per ciascun mese, sulla base dei costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico. In particolare, il prezzo di cessione è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 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.

3.2 Il costo unitario di acquisto dell'energia elettrica di cui al paragrafo 3.1, lettera a) è calcolato come media ponderata, per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico nelle ore comprese in ciascuna fascia oraria:

- a) per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP) 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 (di seguito: contratti bilaterali);
- c) per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o altre tipologie di contratto di copertura di rischio prezzo (di seguito: contratti differenziali).

3.3 Il comma 30.2 del Testo integrato stabilisce inoltre la modalità di valorizzazione del costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in ciascuna fascia oraria di un mese per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti bilaterali o contratti differenziali. In particolare, è stabilito che tale valore venga determinato, per ciascuna fascia oraria del mese, scontando o aumentando il prezzo unitario mensile effettivo di acquisto in ragione del rapporto tra il costo unitario di fascia che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto se l'acquisto in tale fascia fosse stato effettuato nel MGP e il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto se l'acquisto in tale mese fosse stato effettuato nel MGP.

3.4 Sulla base delle informazioni trasmesse dall'Acquirente unico con le comunicazioni:

- a) del 20 novembre 2006, prot. Autorità n. 028981, del 21 novembre 2006;
- b) del 11 dicembre 2006, prot. Autorità n. 030768, del 14 dicembre 2006;
- c) del 12 dicembre 2006, prot. Autorità n. 030947, del 18 dicembre 2006;
- d) del 14 dicembre 2006, prot. Autorità n. 030949, del 18 dicembre 2006;

e da Terna con le comunicazioni:

- e) del 18 dicembre 2006, prot. Autorità n. 031062 del 19 dicembre 2006;
- f) del 27 dicembre 2006, prot. Autorità n. 031481 del 27 dicembre 2006;

si è provveduto a valorizzare, rispettivamente, il costo unitario di acquisto di cui alla lettera a) del precedente paragrafo 3.1 e il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento, di cui alla lettera b) del precedente paragrafo 3.1.

Costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico

3.5 Ai fini della valorizzazione dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico, sono state utilizzate le informazioni fornite nelle comunicazioni dell'Acquirente unico relative alla composizione del portafoglio di approvvigionamento e alla stima dei costi di acquisto previsti per ciascun mese dell'anno 2007.

3.6 La tabella 1 riporta l'energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento, con riferimento all'anno 2007. Le quantità di energia elettrica approvvigionate attraverso acquisti in borsa sono state stimate dall'Acquirente unico sulla base della previsione del fabbisogno complessivo del mercato vincolato.

Tabella 1: Energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di cessione (anno 2007)

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG - DIC
	GWh						
Importazioni (a)	758	685	757	733	689	667	4.159
contratti bilaterali (b)	148	134	148	158	163	158	877
Acquisti in borsa (c)	10.625	9.668	9.749	8.451	8.487	9.197	55.929
di cui							
CIP6	1.406	1.263	1.388	1.337	1.373	1.321	7.934
contratti differenziali una via	2.874	2.761	3.207	2.810	2.765	2.991	17.886
contratti differenziali due vie	804	726	803	778	804	778	4.775
Energia elettrica dlgs n. 387/03 (d)	967	874	966	936	967	936	5.742
Totale	12.499	11.361	11.621	10.278	10.306	10.958	66.707
Acquisti in borsa non coperti (e)	3.866	3.584	3.100	2.128	2.013	2.692	16.435
% quota non coperta (f)	34%	34%	29%	23%	22%	27%	27%

(a) E' la somma dell'energia elettrica di cui alle lettere a) e b) del paragrafo 3.7 della presente relazione tecnica e dell'energia elettrica extramaglia (energia elettrica riferita ad utenze appartenenti al mercato vincolato ma attestata su reti di distribuzioni estere) pari a 15 GWh;

(b) E' la somma dell'energia elettrica di cui alla lettera d) del paragrafo 3.7 della presente relazione tecnica;

(c) E' il totale delle quantità acquisite su MGP;

(d) E' l'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione di cui al decreto legislativo n. 387/03 e di cui alla legge n. 239/04;

(e) E' la quota del fabbisogno approvvigionato con gli acquisti in borsa valorizzata al PUN per la quale l'Acquirente Unico non risulta essere coperto; i

(f) E' il rapporto tra "Acquisti in borsa non coperti" e "Totale" al netto dell'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione di cui al decreto legislativo n. 387/03 e di cui alla legge n. 239/04.

3.7 La quota del portafoglio dell'Acquirente unico coperta con contratti bilaterali fa riferimento ad un paniere che comprende:

- a) l'energia elettrica corrispondente alla capacità disponibile di importazione annuale assegnata all'Acquirente unico ai sensi del combinato disposto della deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 288/06 e del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2006, recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica, per l'anno 2007 (di seguito: decreto 15 dicembre 2006);
- b) l'energia elettrica importata da Enel S.p.A. (di seguito: Enel) in esecuzione dei contratti pluriennali di importazione in essere al 19 febbraio 1997 e ceduta all'Acquirente unico ai sensi del decreto 15 dicembre 2006;

- c) l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva di cui alla deliberazione del Comitato interministeriale dei prezzi del 29 aprile 1992. n. 6 (di seguito: capacità produttiva CIP 6/92);
- d) altri contratti bilaterali.

3.8 Per quanto riguarda le importazioni annuali, considerata l'incertezza riguardo all'esito delle procedure concorsuali per la stipula di contratti di acquisto di importazione annuale per l'anno 2007 bandite dall'Acquirente unico, nonché l'esito delle procedure di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (DCT), si è ipotizzato un ammontare di energia elettrica pari a 3.177 GWh e una valorizzazione dell'energia elettrica tale da garantire l'equivalenza economica della fornitura di importazione con il valore atteso dell'energia elettrica in Italia tenuto conto dei risultati delle procedure di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (DCT).

3.9 Per quanto riguarda le importazioni pluriennali, tenuto conto del venir meno dell'apporto dell'energia elettrica derivante dai contratti pluriennali di importazione dalla Francia, con riferimento alla frontiera elettrica svizzera l'energia elettrica sottostante tali contratti risulta pari a 5.256 GWh ed è valorizzata ad un prezzo di 66 euro/MWh, secondo quanto previsto dal decreto 15 dicembre 2006.

3.10 La capacità produttiva CIP 6/92 assegnata all'Acquirente unico per l'anno 2007 è pari, ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 dicembre 2006 (recante la determinazione delle modalità per la vendita sul mercato dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79, da parte del gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A), al 35% del totale della capacità assegnabile ed è stata, in particolare, stimata pari a 5.400 MWh/anno. Per tale capacità assegnabile è stata ipotizzata una riduzione annuale nel rispetto di quanto stabilito dalle *“Regole adottate dal Gestore del sistema elettrico – GRTN Spa per la disciplina del trasferimento dei diritti Cip6 assegnati per l'anno 2006 tra l'Acquirente Unico Spa e il mercato libero, nel caso di passaggio dei clienti finali dal mercato vincolato al mercato libero e viceversa (articolo 3, comma 6 del decreto del Ministro delle attività produttive del 5 dicembre 2005)”*. Le modalità di regolazione delle partite economiche risultanti dall'assegnazione di tale energia elettrica all'Acquirente unico sono equivalenti ad un contratto differenziale a “due vie”, con un prezzo *strike* di assegnazione fissato pari a 64 euro/MWh.

3.11 L'Acquirente unico ha inoltre bandito, unitamente alle aste per la stipula di contratti base di cui al successivo punto, tre aste per la stipula di contratti bilaterali fisici in banda. In esito a tali aste sono stati assegnati 135 MW costanti in tutte le ore dell'anno (di seguito: contratti fisici in banda). La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata in tabella 2.

Tabella 2: Quantità assegnate in ogni singola asta (MW) – Contratti fisici in banda

	MW
asta del 24 novembre 2006	5
asta del 30 novembre 2006	110
asta del 6 dicembre 2006	20

A tali contratti si aggiungono i contratti bilaterali, stipulati dall'Acquirente unico nel mese di ottobre 2006, per un totale annuo di 604 GWh.

- 3.12 La quota del portafoglio dell'Acquirente unico coperta con contratti differenziali per la copertura del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel MGP fa riferimento:
- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2007 (di seguito: contratti differenziali 2005);
 - alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite a fine 2006 dall'Acquirente unico per l'anno 2007 (di seguito: contratti differenziali 2007);
- 3.13 La facoltà di prorogare l'efficacia dei contratti differenziali 2005 all'anno 2007 prevedeva, per ciascun prodotto, una riduzione del 10 % del corrispettivo per la copertura del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica (di seguito: premio) rispetto al valore del premio dell'anno 2005 e una riduzione della quantità aggiudicata del 40% rispetto alle quantità aggiudicate nel 2005. Nella tabella 3 è riportata la potenza e il premio medio per tipo di prodotto risultante dall'esercizio della proroga.

Tabella 3

	€/MW/anno	MW
Carbone	247.488	990
Gas 1	152.883	3.390
Olio	124.323	705
Gas 2	101.485	2.700

- 3.14 Questi prodotti sono contratti differenziali ad “una via” con un prezzo *strike* (euro/MWh) ed un premio (euro/MW/anno) differenziati per ciascun prodotto. E' utile precisare che i contratti differenziali ad “una via” sono economicamente equivalenti ad opzioni esercitate dall'Acquirente unico ex post tutte le volte in cui il Prezzo Unico Nazionale (di seguito: PUN) è superiore al prezzo *strike* previsto nel contratto. Nella tabella 1, quindi, le quantità riportate in corrispondenza della voce “contratti differenziali ad una via” sono quelle per le quali si stima che l'Acquirente unico, nel corso dell'anno, eserciterà l'opzione. Per il 2007 si prevede che l'ammontare di fabbisogno coperto con tali contratti differenziali risulti pari a circa il 27%.
- 3.15 Per quanto riguarda i contratti differenziali 2007, l'Acquirente unico ha bandito tre aste per la stipula di contratti differenziali a “due vie”. In esito a tali aste sono stati assegnati 1081 MW costanti in tutte le ore dell'anno (di seguito: contratti base). La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata in tabella 4.

Tabella 4: Quantità assegnate in ogni singola asta (MW) – Contratti base 2007

	MW
asta del 24 novembre 2006	100
asta del 30 novembre 2006	237
asta del 6 dicembre 2006	744

- 3.16 Questi prodotti sono contratti differenziali a “due vie” con prezzo *strike* pari ad una componente fissa di prezzo, risultante dal processo di assegnazione.

Il prezzo orario di mercato rispetto al quale determinare le differenze, da versare/ricevere all'/dall'Acquirente unico, con il prezzo *strike* dei contratti è pari al PUN.

- 3.17 Infine, l'Acquirente unico ha provveduto ad effettuare coperture del rischio di volatilità dei prezzi dei combustibili. Tali coperture sono rappresentate da contratti *Swap* per un totale di 10.470 mila barili relativi al prezzo IPE Brent primo mese.
- 3.18 Ai fini dell'attribuzione del costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in ciascuna fascia oraria, si è reso necessario definire le modalità di imputazione del premio dei contratti differenziali 2005 in ciascuna ora del mese. Per ciascun contratto, i valori mensili del premio sono imputati a ciascuna ora del mese in proporzione all'effettivo esercizio dell'opzione. Tale modalità di attribuzione del premio è coerente con quanto previsto al comma 30.2 del Testo integrato, ovvero è effettuata con l'obiettivo di fornire un corretto segnale di prezzo del costo di approvvigionamento sostenuto sulla base del valore dell'energia elettrica nel mercato.
- 3.19 Il criterio di attribuzione di ricavi/costi risultanti dalle coperture sulle *commodities* è stato analogo a quanto previsto al precedente paragrafo 3.18 e, in particolare, l'attribuzione è stata effettuata sulla base del profilo orario dell'energia elettrica acquistata in borsa dall'Acquirente unico.
- 3.20 La quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica su base annua nel MGP è prevista essere pari a circa il 97 % del totale del fabbisogno, comprensiva dell'energia elettrica CIP 6/92.
- 3.21 La quota del fabbisogno di energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico in borsa, ovvero acquistata al PUN, al netto di tutte le coperture esercitabili, ovvero i contratti differenziali più l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP 6/92, (portafoglio "scoperto"), è prevista essere in media pari a circa il 27 % del totale del fabbisogno dell'Acquirente unico.

Previsioni relative all'andamento del PUN orario e all'andamento mensile dei prezzi strike dei contratti differenziali

Il costo medio di acquisto dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente unico, elaborato dall'Autorità, incorpora alcuni dati previsionali relativi all'andamento del PUN orario e all'andamento mensile dei prezzi strike dei contratti differenziali.

Il prezzo del petrolio (Brent dated) è previsto attestarsi mediamente nel 2007 intorno ai 61 US\$/barile, in calo del 6,4% rispetto al valore medio del 2006 (65,1 US\$/barile). Dopo tre anni di forte volatilità, il miglioramento dei fondamentali nei mercati petroliferi internazionali, in atto da alcuni mesi, dovrebbe consentire un allentamento delle tensioni sui prezzi delle commodity energetiche.

Sui mercati valutari, che negli ultimi mesi hanno visto un graduale rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro, le attese confermano per il 2007 una valuta europea più forte della valuta americana nel confronto con il 2006. Il tasso di cambio dollaro/euro è pertanto previsto attestarsi intorno a 1,31 in media annua, in aumento del 4,3% rispetto al 2006.

Sia i costi variabili di generazione utilizzati nel modello di simulazione del mercato elettrico per la previsione del PUN, sia gli indici dei prezzi dei combustibili utilizzati dall'Acquirente unico per la costruzione dei prezzi strike dei contratti differenziali 2005, rinnovati anche per il 2007, riflettono le proiezioni del prezzo del petrolio e del cambio. In particolare, con riferimento ai valori medi annui attesi per il 2007, l'indice Polio è previsto pari a 2,47 cent€/Mcal mentre l'indice Pgas è previsto pari a 3,18 cent€/Mcal (in diminuzione, rispettivamente, del 15% e dell'11% rispetto ai preconsuntivi per il 2006.

La stima del PUN prevede un valore della media aritmetica annuale del 2007 pari a 70,54 €/MWh, che comporta una riduzione del 5,6% rispetto alla media del 2006 (74,75 €/MWh). Tale variazione è principalmente dovuta alla riduzione dei costi di combustibile.

- 3.22 La tabella 5 riporta, per ciascun mese del periodo gennaio - dicembre 2007, la stima del costo medio di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente unico. Tale costo comprende i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo di capacità di trasporto sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di operatore di mercato cedente per l'esecuzione dei contratti annuali di importazione.

Tabella 5: Costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico (anno 2007)

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
cent€/kWh	7,83	8,09	7,68	7,01	6,79	7,63	7,84	6,97	7,35	7,16	7,40	7,55

Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico

- 3.23 Ai fini della valorizzazione dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato, sono state utilizzate le informazioni fornite nelle comunicazioni Terna del 18 e 27 dicembre.
- 3.24 Secondo quanto previsto nella deliberazione n. 168/03, l'Acquirente unico, in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato, è tenuto a versare a Terna:

- a) il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento;
- b) il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
- c) il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna;
- d) il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- e) il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico;
- f) il corrispettivo a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001.

3.25 Il Testo integrato prevede che i corrispettivi di cui alle precedenti lettere da d) a f) siano trasferiti nella componente CCA direttamente, rispettivamente attraverso gli elementi CD, INT e DP. Ai fini della determinazione dell'elemento OD vengono considerati i costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato con riferimento ai corrispettivi di cui alle lettere da a) a c) del paragrafo 3.24. Al fine di stabilizzare i corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, lettera a) del paragrafo 3.24, e fissare i relativi corrispettivi unitari tenendo conto delle esigenze di fatturazione ai clienti finali, con la deliberazione n.314/06, sono state riviste le modalità di determinazione di tali corrispettivi che vengono ora calcolati con cadenza trimestrale.

3.26 Nella tabella 6 è riportata la stima dei costi di dispacciamento per l'anno 2007.

Tabella 6: Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato (anno 2007)

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
cent€/kWh	0,40	0,40	0,40	0,46	0,46	0,46	0,45	0,45	0,45	0,44	0,44	0,44

3.27 I dati riportati nelle tabelle 5 e 6 riflettono le elaborazioni effettuate dall'Autorità sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico e da Terna. Tali dati, oggetto di revisione su base trimestrale, non possono costituire titolo di affidamento in relazione alle decisioni future dell'Autorità.

Corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato

3.28 Il provvedimento oggetto alla presente relazione tecnica ha provveduto a determinare il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato:

- a) a titolo definitivo, con riferimento all'anno 2005;
- b) a titolo di acconto, con riferimento all'anno 2007;

sulla base delle informazioni inviate dall'Acquirente unico con comunicazione 20 novembre 2006, a seguito della nota dell'Autorità in data 31 ottobre 2006, prot. GB/M06/5047/iv.

3.29 La quantificazione a titolo definitivo del livello del corrispettivo per l'anno 2005 è stata determinata sulla base dell'analisi del bilancio di esercizio 2005 riclassificato, inviato, con comunicazione 20 novembre 2006 dall'Acquirente unico. In particolare, il provvedimento

provvede alla quantificazione a titolo definitivo del livello dei costi riconosciuti all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2005, pari a 7,229 milioni di euro. Nel medesimo provvedimento è inoltre previsto che la differenza tra il corrispettivo definitivo per l'anno 2005 e quello definito a titolo di acconto per l'anno 2005, pari a 0,971 milioni di euro, sia destinato alla copertura dei costi riconosciuti all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2006, il cui valore definitivo sarà stabilito con successivo provvedimento.

- 3.30 La quantificazione del corrispettivo via preliminare per l'anno 2007 è stata invece effettuata sulla base delle informazioni economiche e patrimoniali relative al pre-consuntivo 2006, inviate con comunicazione 20 novembre 2006 dall'Acquirente Unico. Sulla base di queste informazioni, il livello dei costi riconosciuti all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2007 risulta pari a 8 milioni di euro.

4 Aggiornamento degli elementi *PC*, *OD*, *CD*, *INT* e della componente *CCA* della tariffa elettrica

Aggiornamento degli elementi *PC* e *OD*

- 4.1 L'elemento *PC* è definito dal Testo integrato, come:
- il prodotto tra il parametro γ 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 ed F3;
 - il prodotto tra il parametro λ 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;
 - il prodotto tra il parametro λ 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 ed F3.
- 4.2 Analogamente l'elemento *OD*, è definito dal Testo integrato come:
- il prodotto tra il parametro γ_{OD} ed il parametro D , per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3 e per quelli dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2;
 - il prodotto tra il parametro λ ed il parametro D_T , per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3.
- 4.3 L'aggiornamento trimestrale degli elementi *PC* e *OD* della componente *CCA*, in termini operativi, prevede in generale i seguenti due tipi di intervento:
- la determinazione della quota dei suddetti elementi che rifletta al meglio la previsione dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica;
 - la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità per la fissazione delle tariffe) ed ex post dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia

elettrica, relativamente ai mesi completamente trascorsi alla data dell'aggiornamento per i quali siano disponibili dati a consuntivo o pre-consuntivo dei costi suddetti.

- 4.4 Il recupero degli errori di stima di cui al paragrafo 4.3 lettera 4.3b) nel corso dell'anno 2006 è stato applicato, in ciascun trimestre, tenendo conto di un meccanismo di stabilizzazione della tariffa. Tale meccanismo prevede che il valore medio dell'ammontare del recupero nel trimestre oggetto dell'aggiornamento non comporti una variazione superiore:
- 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;
 - 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.
- 4.5 Al termine di ciascun anno, le eventuali esigenze di recupero residue, non comportano l'adeguamento delle componenti tariffarie *PC* e *OD*, ma vengono recuperate attraverso la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento di cui all'articolo 43 del Testo integrato e, di conseguenza, tramite l'adeguamento della componente tariffaria *UC₁*, destinata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. L'aliquota viene dimensionata con l'obiettivo di recuperare gli errori di previsione residui su base annua, e può essere soggetta ad adeguamenti in corso d'anno per tenere conto delle informazioni relative ai costi a consuntivo sostenuti dall'Acquirente unico ed agli esiti derivanti dall'applicazione dei meccanismi di perequazione legati ai costi di approvvigionamento, disponibili successivamente alla data di aggiornamento per il primo trimestre dell'anno.
- 4.6 A partire dall'aggiornamento tariffario per il secondo trimestre 2007, saranno apportate modifiche ai meccanismi sopra descritti, con particolare riferimento ai tetti ed alle tempistiche di recupero degli errori. Più in dettaglio verranno rimossi i tetti sul recupero, mentre l'aliquota di recupero da cumulare con gli elementi *PC* e *OD* verrà determinata ogni trimestre in modo da consentire il recupero degli errori residui noti o ragionevolmente certi al momento dell'aggiornamento, nei successivi sei mesi. Gli errori di stima non recuperati nell'anno solare di riferimento continueranno ad essere coperti tramite la componente tariffaria *UC₁* anch'essa dimensionata con l'obiettivo di recuperare i suddetti errori su base semestrale. Il recupero degli errori relativi all'anno *n* dovrà comunque essere completato entro la fine dell'anno *n+1*. Con riferimento invece alla modalità di quantificazione dell'onere da recuperare in corso d'anno, almeno per quello che riguarda i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica in modo differenziato per fasce orarie, l'Autorità confronterà le tariffe finali applicate ai suddetti clienti nel corso dello stesso anno. Con questa procedura, l'Autorità ritiene di poter quantificare in maniera più precisa gli errori di previsione rispetto all'attuale metodologia di confronto dei prezzi di cessione dell'Acquirente unico ai costi di acquisto e di dispacciamento.

Determinazione della quota degli elementi *PC* e *OD* per il trasferimento dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico

- 4.7 I parametri *PGN*, *PGN_B*, *PGN_T*, *D* e *D_T*, i cui valori per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2007 sono riportati nelle tabelle 7 e 8, sono stati calcolati sulla base dei costi di acquisto e di dispacciamento attesi dell'Acquirente unico, con modalità differenziate a seconda che i clienti finali siano o non siano dotati di misuratore atto a rilevare l'energia prelevata nelle diverse fasce orarie.

- 4.8 Per i clienti finali non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia prelevata nelle fasce orarie, i parametri PGN e D vengono calcolati come media annua (riferita all'anno solare) dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'Acquirente unico; tale media è ponderata in base al profilo di prelievo dei clienti del mercato vincolato.
- 4.9 Per i clienti finali dotati di misuratore atto a misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2 ed F3 o nelle fasce FB1 e FB2, i parametri PGN_T , PGN_B e D_T vengono calcolati come media dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'Acquirente unico, relativi al trimestre oggetto dell'aggiornamento, ponderata sulla base del profilo di prelievo medio del trimestre dei clienti dotati rispettivamente di misuratore atto a rilevare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2 ed F3 ovvero nelle fasce FB1 e FB2.
- 4.10 In merito, occorre ricordare che ai sensi dell'articolo 41 del Testo integrato, entro il 31 dicembre 2006, tutti i clienti liberi o vincolati in altissima, alta e media tensione (esclusa l'illuminazione pubblica) devono essere dotati di misuratore orario, che consenta la rilevazione e la registrazione per ciascuna ora dell'energia prelevata. Di conseguenza non risulta più necessario provvedere alla determinazione degli elementi PC e OD e della componente CCA non differenziati per fasce orarie con riferimento alle tipologie contrattuali "utenze in media tensione" e utenze in alta e altissima tensione".

Tabella 7: Valori degli elementi PGN , PGN_T e PGN_B per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2007

Tabella 7.1: Elemento PGN	
Elemento PGN	cent€/kWh
	7,3943

Tabella 7.2: Elemento PGN_T	
Fascia oraria	cent€/kWh
F1	11,4030
F2	6,7306
F3	4,0495

Tabella 7.3: Elemento PGN_B	
Fascia oraria	cent€/kWh
FB1	10,2837
FB2	4,6556

Tabella 8: Valori degli elementi D e D_T per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2007

Tabella 8.1: Elemento D	
Elemento D	cent€/kWh
	0,4387

Tabella 8.2: Elemento D_T	
Fascia oraria	cent€/kWh
F1	0,4022
F2	0,4022
F3	0,4022

- 4.11 L'aliquota media dell'elemento PC è passata da 8,24 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2006, a 7,99 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio - marzo) 2007 (aliquote al netto della quota di "recupero").
- 4.12 L'aliquota media dell'elemento OD è passata da 0,55 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006, a 0,47 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio - marzo) 2007 (aliquote al netto della quota di "recupero").

Recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico

- 4.13 Il recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica, viene quantificato, sulla base dei dati resi disponibili dall'Acquirente unico, con riferimento esclusivamente ai mesi completamente trascorsi alla data dell'aggiornamento per i quali siano disponibili dati a consuntivo e pre-consuntivo dei costi suddetti.
- 4.14 Nell'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento per il primo trimestre di ogni anno non si effettua alcun adeguamento implicito degli elementi PC e OD . A partire dall'aggiornamento per il secondo trimestre 2007, invece, gli elementi PC e OD verranno adeguati per tenere conto di eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica.

Aliquota media della componente CCA applicata ai clienti finali

- 4.15 In ragione degli interventi sopra descritti l'aliquota media della componente CCA per i clienti del mercato vincolato, calcolata come somma degli elementi PC e OD , aggiornati come descritto sopra, e degli elementi CD e INT , aggiornati con deliberazione n. 299/05, (essendo gli elementi VE e DP attualmente fissati pari a zero) risulta pari a 8,62 centesimi di euro/kWh per il primo trimestre (gennaio - marzo) 2007, con una riduzione di 0,81 centesimi di euro/kWh rispetto al quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006.
- 4.16 L'aliquota media della componente CCA è calcolata come se tutti i clienti del mercato vincolato non fossero dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica prelevata nelle fasce orarie F1, F2 ed F3.

- 4.17 Per esigenze di confrontabilità con il passato, l'aliquota media continua ad essere quantificata facendo riferimento a tutte le tipologie contrattuali di cui al comma 2.2. del Testo integrato nonostante, a partire dall'aggiornamento trimestrale in oggetto, non sia più prevista la pubblicazione degli elementi *PC*, *OD* e della componente *CCA* non differenziati per fasce orarie con riferimento alle tipologie contrattuali "utenze in media tensione altri usi" e "utenze in alta e altissima tensione".

5 Aggiornamento dell'elemento *PV* e della componente *CAD* della tariffa elettrica

- 5.1 Le tariffe D2 e D3 previste dall'attuale disciplina in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato con contratti in bassa tensione per usi domestici, in particolare dall'articolo 24 del Testo integrato, comprendono la componente *CAD*.
- 5.2 Tale componente *CAD*, a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica nonché degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, è pari alla somma degli elementi *VE*, *PF* e *PV*.
- 5.3 I valori dell'elemento *PF* sono quelli fissati nella tabella 11 allegata al Testo integrato. I valori dell'elemento *PV* e della componente *CAD* per il primo trimestre (gennaio - marzo) 2007 sono riportati nelle tabelle 4 e 5 allegata alla deliberazione connessa alla presente relazione tecnica.

6 Aggiornamento delle componenti A e UC

Componente *A₂*

- 6.1 Il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue (articolo 60 del Testo integrato), finanziato dalla componente *A₂* (di seguito: Conto *A₂*), evidenzia esigenze di gettito superiori a quelle garantite dalle aliquote vigenti nell'ultimo quadrimestre 2006.
- 6.2 Il gettito tariffario garantito da dette aliquote, infatti, è stimato appena sufficiente per la copertura dei versamenti annuali a favore del bilancio dello Stato imposti sul Conto *A₂* dall'articolo 1, comma 298, della legge n. 311/04 (Finanziaria 2005) e dall'articolo 1, comma 493, della legge n. 266/05 (Finanziaria 2006).
- 6.3 Nel corso dell'anno 2005 e 2006 l'utilizzo delle disponibilità precedentemente accumulate sul Conto *A₂*, nonché dei cosiddetti "acconti nucleari" nella disponibilità della Sogin S.p.A., avevano consentito di ridurre le aliquote della componente *A₂* al livello attuale, così da contribuire a contenere gli aumenti tariffari conseguenti alla forte crescita dei costi dei combustibili.
- 6.4 Con il primo trimestre dell'anno 2007 risulta improcrastinabile l'adeguamento della componente *A₂*, così da garantire adeguate risorse per il funzionamento di Sogin S.p.A. e per

l'assolvimento degli impegni in capo alla medesima, fissando la nuova aliquota media pari a 0,10 centesimi di euro/kWh.

Componente A₃

- 6.5 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (di seguito: Conto A3), sulla base delle proiezioni rese disponibili dal Gestore dei servizi elettrici e dalla Cassa e tenuto conto delle aliquote della componente A₃ in vigore nel quarto trimestre 2006, evidenzia un avanzo di competenza per l'anno 2007.
- 6.6 Tale avanzo risultante, da un lato, dal contenimento degli oneri per il finanziamento degli impianti di produzione ammessi alle agevolazioni del CIP 6/92 nell'anno 2007, conseguente alla deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249/06, dall'altro, dal graduale incremento di oneri per il finanziamento di fonti rinnovabili non legate all'incentivazione CIP 6/92 (in primo luogo le agevolazioni della produzione di energia elettrica con impianti fotovoltaici), appare tuttavia destinato ad essere completamente assorbito dalle esigenze di congruaggio della componente di costo evitato di combustibile riconosciuta agli impianti CIP 6/92 e relativa all'anno 2006.
- 6.7 Occorre inoltre ricordare che il Conto A3:
- a) presenta tuttora un consistente disavanzo relativo a periodi pregressi, attualmente finanziato tramite l'indebitamento nei confronti del conto a copertura dei cosiddetti *stranded costs*, di cui all'articolo 71 del Testo integrato (componente A₆) e tramite l'indebitamento da parte del Gestore dei servizi elettrici;
 - b) per effetto della deliberazione n. 203/06, è destinato anche alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento della società Gestore dei servizi elettrici.
- 6.8 L'esigenza di prevedere, già nel corso dell'anno 2007, un parziale rientro del disavanzo di cui alla lettera 6.7a) del precedente paragrafo, rende necessario un adeguamento in aumento della componente A₃, fissando la nuova aliquota media pari a 1,12 centesimi di euro/kWh.
- 6.9 In una prospettiva di maggiore trasparenza, inoltre, con il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica, le aliquote della componente A₃ destinate ad essere applicate ai clienti finali, vengono pubblicate evidenziando separatamente la quota parte destinata a garantire la copertura di oneri ulteriori rispetto a quelli originariamente previsti dall'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 e, in particolare, relativi:
- a) all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui al comma 5.1, lettera a), della deliberazione n. 34/05 e ritirata dal gestore di rete cui l'impianto è connesso;
 - b) alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, incentivata ai sensi del decreto ministeriale 28 luglio 2005 e del decreto ministeriale 6 febbraio 2006;
 - c) ai costi per la connessione alle reti elettriche di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, posti in capo al conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate ai sensi del comma 14.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 281/05.

La quota parte della componente A₃ a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore dei servizi elettrici, per un criterio di prevalenza, non è compresa nella parte alla quale è stata data la separata evidenza.

Componente A₅

- 6.10 L'applicazione della componente A₅, destinata al Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, era stata sospesa con deliberazione n. 133/05, a partire dall'1 luglio 2005.
- 6.11 Tale sospensione, che ha contribuito a contenere gli aumenti tariffari conseguenti alla forte crescita dei costi dei combustibili negli scorsi 18 mesi, appare oggi non più sostenibile in vista della necessità di finanziamento delle attività di ricerca previste dal decreto del Ministro delle Attività Produttive 23 marzo 2006, recante Approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema e Piano operativo annuale per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale e attribuzione delle risorse del Fondo, di cui al decreto 26 gennaio 2000.
- 6.12 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica, pertanto, dispone la riattivazione della componente A₅, fissandone l'aliquota media pari a 0,02 centesimi di euro/kWh.

Componente UC₁

- 6.13 Come indicato nel paragrafo 4.5, gli eventuali scostamenti residui tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in un determinato anno e quantificabili solamente al momento degli aggiornamenti trimestrali riguardanti l'anno successivo, non vengono recuperati tramite la correzione delle componenti tariffarie PC e OD, ma concorrono all'adeguamento della componente UC₁ a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.
- 6.14 L'adeguamento della componente UC₁ per l'anno 2007 deve consentire di recuperare sia gli scostamenti residui tra la valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nell'anno 2006, sia uno squilibrio residuo del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia destinata ai clienti del mercato vincolato relativo agli anni 2004 e 2005.
- 6.15 Il ritardo nella copertura degli squilibri di perequazione relativi agli anni 2004 e 2005 è una conseguenza delle difficoltà emerse nell'applicazione dei meccanismi di perequazione relativi a tali anni ed, in particolare, dei problemi riscontrati nella determinazione degli importi di cui al comma 29.2 del Testo integrato e dei ritardi e delle ripetute rettifiche nella comunicazione dei dati da parte delle imprese distributrici che hanno rallentato la determinazione degli ammontari di perequazione delle singole imprese e, di conseguenza, la quantificazione delle esigenze del Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato (di seguito: Conto UC₁).
- 6.16 Pur tenendo conto dell'attuale disponibilità del Conto UC₁ che, solo nel corso dell'anno 2006, grazie ad un'aliquota della componente UC₁ pari a 0,15 cent€/kWh in vigore tutto l'anno, si stima abbia raccolto un gettito di circa 216 milioni di euro, lo squilibrio residuo del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia destinata ai clienti del mercato vincolato relativo agli anni 2004 e 2005 è quantificabile in poco meno di 200 milioni di euro.
- 6.17 Poiché, a meno degli effetti derivanti dalla definitiva quantificazione degli importi di cui al comma 29.2 del Testo integrato, tuttora pendente sia per l'anno 2004 sia in relazione

all'anno 2005, l'ammontare di tale squilibrio appare ormai quasi del tutto certo, si ritiene opportuno dimensionare la componente UC_I in modo da consentirne il recupero su base semestrale. L'aliquota della componente UC_I che può consentire, nel corso del semestre, il completo recupero dello squilibrio di cui al paragrafo 6.16 è pari a 0,30 centesimi di euro/kWh.

- 6.18 Il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – ottobre 2006, a causa dell'applicazione dei tetti sul recupero, risulta non essere stato compensato completamente dagli adeguamenti impliciti dell'elemento PC in vigore nel secondo, terzo e quarto trimestre 2006. Il differenziale relativo all'anno 2006 finora accertato e non ancora recuperato, è attualmente quantificabile in circa 110 milioni di euro.
- 6.19 Il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità per la fissazione delle tariffe) ed ex post dei costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – ottobre 2006, a causa dell'applicazione dei tetti sul recupero, risulta non essere stato compensato completamente dagli adeguamenti impliciti dell'elemento OD in vigore nel secondo, terzo e quarto trimestre 2006. Il differenziale relativo all'anno 2006 finora rilevato e non ancora recuperato è oggi stimabile in circa 192 milioni di euro.
- 6.20 Tenuto conto che l'ammontare di tale squilibrio non è definitivo ma sarà soggetto a revisione nei prossimi mesi quando saranno disponibili i dati a consuntivo relativi ai costi sostenuti dall'Acquirente unico nei mesi di novembre e dicembre, e che l'ammontare di perequazione dipende anche dalle informazioni che dovranno pervenire nel corso dell'anno 2007 dalle imprese distributrici con riferimento ai quantitativi di energia elettrica acquistata e venduta ai propri clienti ripartiti per tipologia contrattuale, si ritiene opportuno dimensionare la componente UC_I in modo da consentirne il recupero entro la fine dell'anno 2007. L'aliquota che può consentire il recupero nel corso dell'anno 2007 dello squilibrio di cui ai paragrafi 6.18 e 6.19 è pari a 0,23 centesimi di euro/kWh.
- 6.21 Tenuto conto di quanto sopra esposto, ed in attesa di disporre dei dati a consuntivo relativi ai costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nei mesi di novembre e dicembre 2006, nonché delle informazioni alle imprese distributrici relativi ai quantitativi di energia elettrica acquistata e venduta, l'Autorità ritiene opportuno adeguare in aumento la componente UC_I , la cui aliquota media unitaria per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2007 viene fissata pari a 0,53 centesimi di euro/kWh.

Aggiornamento annuale dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03 e aggiornamento della componente tariffaria MCT per il primo trimestre 2007

- 6.22 Il gettito necessario per la copertura delle misure di compensazione territoriale di cui alla legge n. 368/03, per i clienti finali, è raccolto tramite la componente tariffaria *MCT* che, in coerenza con i criteri di arrotondamento delle componenti della tariffa elettrica, viene arrotondata alla seconda cifra decimale quando espressa in centesimi di euro.
- 6.23 L'applicazione della componente *MCT* nell'anno 2005 e il gettito atteso dalla medesima componente per l'anno 2006 risultavano, nel loro complesso, superiori alla esigenza di gettito derivante dall'applicazione dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 all'energia consumata nei due anni in questione dai medesimi clienti finali. Tale eccedenza ha così consentito, con deliberazione n. 61/06, la riduzione della componente *MCT* a 0,01 centesimi di euro/kWh.
- 6.24 L'eccedenza di gettito sopra evidenziata risulta essere ormai riassorbita e, pertanto, la riduzione della componente *MCT* disposta con deliberazione n. 61/06, che ha contribuito a contenere gli aumenti tariffari conseguenti alla forte crescita dei costi dei combustibili negli scorsi 18 mesi, appare in prospettiva non più compatibile con le esigenze del conto.
- 6.25 Pertanto, per il primo trimestre dell'anno 2007, la nuova aliquota della componente *MCT* è fissata in media pari a 0,02 centesimi di euro/kWh.

7 Modificazioni del Testo integrato

- 7.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica introduce anche alcune modifiche e integrazioni al Testo integrato. In particolare:
- a) l'articolo 22, comma 1, viene modificato in modo da prevedere, a partire dal 1° luglio 2007, data di completamento del processo di liberalizzazione della domanda nel settore elettrico, la cessazione da parte dell'Autorità dell'aggiornamento degli elementi *PC* e *OD* e della componente *CCA* differenziati per fasce orarie per le tipologie contrattuali "utenze in media tensione altri usi" e "utenze in alta e altissima tensione".
 - b) l'articolo 61 viene integrato per disporre che, nella gestione del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria *A₃*, la Cassa ed il Gestore del sistema elettrico, ciascuno per quanto di propria competenza, diano separata evidenza contabile alle partite economiche complessivamente connesse agli oneri ulteriori rispetto a quelli previsti dal comma 3.12 del decreto legislativo n. 79/99. Più in dettaglio, la tenuta di una contabilità separata dovrà riguardare la parte di oneri gravanti sul Conto *A₃* ai sensi di quanto disposto dalla deliberazione 23 febbraio 2005, n. 34/05, dei decreti 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici) e dal comma 14.5 dell'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2005, n. 281/05 (connessione di nuovi impianti da fonti rinnovabili). Conseguentemente a tale disposizione, l'articolo 54 viene integrato per disporre che le imprese distributrici quantifichino e comunichino alla Cassa ed al Gestore del sistema elettrico la quota parte

del gettito della componente tariffaria A_3 inerente gli oneri sopra citati, sulla base delle aliquote pubblicate trimestralmente dall'Autorità¹.

- c) con riferimento alla gestione del Conto A2, il comma 60.1 viene modificato al fine di prevedere che tutte le erogazioni effettuate dalla Cassa in favore della società Sogin S.p.A, che in linea di principio dovrebbero avvenire a fronte dei relativi attestati di spesa, siano sottoposte alla preventiva autorizzazione da parte dell'Autorità.

Egidio Fedele Dell'Oste
Direttore
Direzione tariffe

Guido Bortoni
Direttore
Direzione Energia Elettrica

Roberto Malaman
Direttore
Direzione Strategie, Studi e
Documentazione

¹ Cfr paragrafo 6.9 della presente relazione tecnica.