

RELAZIONE TECNICA
relativa alla deliberazione 27 settembre 2006, n. 207/06

**“PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE OTTOBRE -
DICEMBRE 2006 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) conferma i valori delle componenti tariffarie *A₂* e *A₄* fissati con deliberazione n. 133/05;
 - f) adegua i valori della componente tariffaria *A₃*;
 - g) conferma la transitoria sospensione dell’applicazione della componente *A₅* disposta con deliberazione n. 133/05;
 - h) conferma i valori della componente tariffaria *A₆* fissata con deliberazione 28 giugno 2006, n. 132/06 (di seguito: deliberazione n. 132/06);
 - i) conferma il valore della componente tariffaria *MCT* fissata con deliberazione 27 marzo 2006, n. 61/06;
 - j) conferma il valore della componente tariffaria *UC₁* fissata con deliberazione 29 dicembre 2005, n. 299/05;
 - 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) conferma l’applicazione dei valori della componente tariffaria *UC₆* fissati con deliberazione 28 settembre 2005, n. 202/05.

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 S.p.A. (di seguito: 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.

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.

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, 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.

3.2 Il costo unitario di acquisto dell'energia elettrica di cui al punto 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 4 settembre 2006, prot. Autorità n. 021431, del 6 settembre 2006;
- b) del 14 settembre 2006, prot. Autorità n. 022608, del 18 settembre 2006;
- c) del 20 settembre 2006, prot. Autorità n. 023161, del 21 settembre 2006;
- d) del 25 settembre 2006, prot. Autorità n. 023707, del 27 settembre 2006;

e da Terna S.p.A. (di seguito Terna) con le comunicazioni:

- e) del 18 settembre 2006, prot. Autorità n. 023018 del 20 settembre 2006;
- f) del 19 settembre 2006, prot. Autorità n. 022994 del 20 settembre 2006;
- g) del 21 settembre 2006, prot. Autorità n. 023277 del 22 settembre 2006;

si è provveduto a valorizzare, rispettivamente, il costo unitario di acquisto di cui alla lettera a) del precedente punto 3.1 e il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento, di cui alla lettera b) del precedente punto 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 la stima dei costi di acquisto previsti per ciascun mese da agosto a dicembre dell'anno 2006.
- 3.6 La tabella 1 riporta l'energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento, con riferimento a ciascun mese dell'anno 2006. I dati relativi da gennaio a luglio fanno riferimento a valori di consuntivo. Per il mese di agosto i valori riportati in tabella sono un pre-consuntivo, non essendo ancora disponibili le quantità di sbilanciamento. Con riferimento al periodo settembre - dicembre sono state utilizzate le quantità stimate dall'Acquirente unico sulla base della previsione del fabbisogno complessivo del mercato vincolato.

Le quantità di energia elettrica per i mesi da gennaio a luglio potrebbero essere oggetto di successivi aggiustamenti marginali conseguenti:

- a) all'applicazione dell'articolo 6 della deliberazione 16 ottobre 2003, n. 118/03, come successivamente modificata;
- b) ad eventuali rettifiche alle comunicazioni effettuate dalle imprese distributrici circa l'energia elettrica destinata al 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 2006)

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
GWh												
Importazioni (a)	1.112	988	958	1.235	1.272	1.227	1.271	1.132	1.212	1.405	1.186	1.215
Acquisti in borsa (b)	13.037	12.047	12.148	9.798	9.788	10.788	11.865	10.098	10.465	10.332	11.304	12.823
di cui												
CIP6	1.667	1.505	1.664	1.613	1.667	1.613	1.667	1.667	1.613	1.669	1.613	1.667
contratti differenziali una via	3.584	3.724	3.745	2.648	2.977	3.137	3.510	3.506	3.929	3.101	3.369	3.356
contratti differenziali due vie	2.515	2.304	2.575	2.747	2.919	2.721	2.535	2.424	2.379	2.459	2.285	2.349
coperture su strike	2.040	1.860	1.670	1.560	80							
Energia elettrica di sbilanciamento delle unità di consumo	311	-289	-63	38	487	262	957					
Energia elettrica dlgs n. 387/03 (c)	512	462	574	557	584	565	520	551	475	514	518	536
Totale	14.972	13.208	13.617	11.628	12.132	12.842	14.612	11.781	12.153	12.251	13.008	14.573
Acquisti in borsa non coperti (d)	2.718	2.673	1.908	415	199	957	1.667	516	1.070	980	1.839	2.629
% quota non coperta (e)	19%	21%	15%	4%	2%	8%	12%	5%	9%	8%	15%	19%

Per i mesi da gennaio a luglio le informazioni riportate sono di consuntivo fatta eccezione per quanto evidenziato al paragrafo 3.7. Per il mese di agosto le informazioni riportate sono di pre consuntivo in quanto non complete dell'energia elettrica di sbilanciamento. Per i mesi successivi le informazioni riportate sono state stimate dall'Acquirente unico.

(a) E' la somma dell'energia elettrica di cui alle lettere a), b), c), d) ed e) del paragrafo 3.8 della presente relazione tecnica;

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

(c) 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;

(d) 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 valori riportati in tabella sono ottenuti aggregando, in ciascun mese, le differenze orarie, se positive, tra gli acquisti in borsa e la somma: dell'energia elettrica CIP 6, dell'energia elettrica corrispondente ai contratti differenziali a due vie, dell'energia elettrica potenzialmente esercitabile sottostante i contratti differenziali ad una via. Quest'ultima, per la natura del contratto differenziale ad una via, non corrisponde ai valori riportati in tabella in corrispondenza della riga denominata "contratti differenziali ad una via";

(e) 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 attribuita all'Acquirente unico ai sensi del combinato disposto della deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2005, n. 269/05 e del decreto del Ministero delle Attività Produttive 13 dicembre 2005, recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica, per l'anno 2006 (di seguito: decreto 13 dicembre 2005);
- 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 del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003;
- 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).

3.8 La quota del portafoglio dell'Acquirente unico coperta con importazioni annuali fa riferimento alla potenza aggiudicata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2006. In particolare, l'Acquirente unico ha bandito cinque differenti procedure concorsuali per la stipula di contratti di acquisto di energia elettrica di importazione per l'anno 2006, che hanno comportato le seguenti assegnazioni:

- a) 130 MW per la frontiera francese, 15 MW per la frontiera austriaca, 56 MW per la frontiera slovena, con riferimento a tutto il 2006 (asta del 29 dicembre 2005);
- b) 52 MW per la frontiera greca, con riferimento al prodotto *peak*, (per le ore comprese dalle 6:00 alle 22:00 dal lunedì al venerdì escluse le festività infrasettimanali e i giorni dal 7 al 27 agosto) per il periodo compreso tra il 1° febbraio 2006 e il 31 dicembre 2006 (asta del 24 gennaio 2006);

- c) 160 MW per la frontiera svizzera con riferimento al prodotto *peak*, per le ore comprese dalle 8:00 alle 20:00 dal lunedì al venerdì per il periodo compreso tra il 1 marzo 2006 e il 31 dicembre 2006 (asta del 23 febbraio 2006);
- d) 216 MW per la frontiera svizzera con riferimento al prodotto *base load* estivo, per il periodo compreso tra il 1° maggio 2006 e il 30 settembre 2006 e 160 MW con riferimento al prodotto *off peak* estivo, per le ore comprese dalle ore 0.00 alle ore 8.00 e dalle ore 20.00 alle ore 0.00 dei giorni dal lunedì al venerdì, e dalle ore 0.00 alle ore 24.00 del sabato e della domenica dei mesi che vanno dal 1° maggio 2006 al 30 settembre 2006 (asta del 26 aprile 2006);
- e) 216 MW per la frontiera svizzera con riferimento al prodotto *peak*, per le ore comprese dalle 8:00 alle 20:00 dal lunedì al venerdì per il periodo compreso tra il 1 ottobre 2006 e il 31 dicembre 2006 e 376 MW con riferimento al prodotto *off peak*, per le ore comprese dalle ore 0.00 alle ore 8.00 e dalle ore 20.00 alle ore 0.00 dei giorni dal lunedì al venerdì, e dalle ore 0.00 alle ore 24.00 del sabato e della domenica periodo compreso tra il 1 ottobre 2006 e il 31 ottobre 2006 (asta del 22 settembre 2006);

La potenza complessivamente assegnata all'Acquirente unico è modulata in ciascuna ora dell'anno applicando alle quantità assegnate i coefficienti β pubblicati da Terna.

La quota del portafoglio comprende, inoltre, con riferimento alla frontiera greca e a quella svizzera, le quantità di energia elettrica importata sulla base di contrattazione giornaliera. In particolare, l'energia elettrica importata sulla base di contrattazione giornaliera risulta immutata rispetto al precedente trimestre ed è pari a circa 25 GWh (da marzo a maggio) con riferimento alla frontiera greca e a circa 112 GWh (per aprile) con riferimento alla frontiera svizzera.

- 3.9 I contratti di importazione annuale sono stati valorizzati sulla base dei prezzi di aggiudicazione risultanti, per ciascun operatore, dalle procedure concorsuali e dalla contrattazione giornaliera. A tale proposito, occorre evidenziare come parte della valorizzazione dell'energia elettrica importata risulti indicizzata al Prezzo unico nazionale (di seguito: PUN): i contratti di importazione dalla frontiera greca e quelli riferiti all'asta del 23 febbraio relativi alla frontiera svizzera sono infatti valorizzati a un prezzo calcolato applicando uno sconto percentuale, così come determinato in esito all'aggiudicazione, al PUN orario.
- 3.10 Per quanto riguarda le importazioni pluriennali, a seguito del mancato riconoscimento da parte delle autorità francesi ai titolari dei contratti pluriennali della priorità sulla capacità di importazione necessaria all'esecuzione dei medesimi contratti, i contratti di importazione pluriennali con riferimento alla frontiera francese sono eseguiti per una quota pari al 50%. Conseguentemente l'energia elettrica sottostante tali contratti risulta pari a circa 11.000 GWh ed è valorizzata ad un prezzo di 66 euro/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 13 dicembre 2005, per la quota di energia elettrica effettivamente importata. E' utile precisare che il contratto pluriennale tra la società Enel e la società *Électricité de France* prevede alcune clausole di interrompibilità e modulabilità che possono dare luogo a differenze tra quanto effettivamente importato e la massima capacità di importazione dalla frontiera francese per l'esecuzione dei contratti in esame (700 MW). Tali differenze sono valorizzate al PUN.
- 3.11 La capacità produttiva CIP 6/92 assegnata all'Acquirente unico per l'anno 2006 è pari, ai sensi del decreto del Ministro delle Attività produttive 5 dicembre 2005, al 40% del totale assegnabile, e corrisponde a 19.622 MWh/anno. 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 55,5 euro/MWh.

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:

- a) 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 2006 (di seguito: contratti differenziali 2005);
- b) alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite a fine 2005 dall'Acquirente unico per l'anno 2006 (di seguito: contratti differenziali 2006);
- c) alla potenza assegnata nelle ulteriori gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2006 in data 2 marzo 2006 (di seguito: contratti differenziali *peak* asta marzo 2006 e *off peak* asta marzo 2006).

Sono inoltre presenti nel portafoglio dell'Acquirente unico ulteriori contratti differenziali per la copertura dal rischio di volatilità:

- a) dei prezzi *strike* dei prodotti Gas 1, Olio e Gas 2 dei contratti differenziali 2005;
- b) dei prezzi *strike* dei contratti differenziali 2006 indicizzati, come di seguito illustrato, al prezzo del contratto *future* "First line Brent crude oil" quotato all'ICE Futures (già IPE) di Londra (di seguito: *future* IPE Brent).

A partire da aprile, infine, l'Acquirente unico, ha modificato la propria strategia di copertura sul rischio di volatilità dei prezzi dei combustibili secondo quanto illustrato al punto 3.20

3.13 La facoltà di prorogare l'efficacia dei contratti differenziali 2005 all'anno 2006 prevedeva, per ciascun prodotto, una riduzione del 5% del corrispettivo per la copertura del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica (di seguito: premio) e una riduzione della quantità aggiudicata del 28%. Nella tabella 2 è riportata la potenza e il premio medio per tipo di prodotto risultante dall'esercizio della proroga.

Tabella 2

	€/MW/anno	MW
Carbone	261.238	1.188
Gas 1	161.357	4.122
Olio	131.230	846
Gas 2	107.103	3.240

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 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 2006 si prevede che l'ammontare di fabbisogno coperto con tali contratti differenziali risulti pari al 27%.

3.15 Per quanto riguarda i contratti differenziali 2006, l'Acquirente unico ha bandito tre differenti procedure concorsuali per la stipula di contratti differenziali a "due vie". In esito alla prima

gara sono stati assegnati 2.500 MW costanti in tutte le ore dell'anno (di seguito: contratti base). La potenza assegnata nella seconda e nella terza asta ricade nelle ore di picco¹ ed è suddivisa in ciascun trimestre secondo quanto riportato in tabella 3 (di seguito: contratti *peak*).

Tabella 3: Quantità assegnate per trimestre (MW)

	I trim	II trim	III trim	IV trim
II asta contratti peak	1.750	1.675	750	350
III asta contratti peak	650	525	375	600

- 3.16 I contratti differenziali 2006 sono contratti differenziali a “due vie” con prezzo *strike* pari alla somma:
- di una componente fissa di prezzo, risultante dal processo di assegnazione;
 - di una componente variabile indicizzata al prezzo del contratto *future* IPE Brent o, in alternativa, di un prezzo costante equivalente a 28 euro/MWh per i contratti base e 55 euro/MWh per i contratti *peak*;
 - di una componente pari a 1,6 euro/MWh a copertura dei costi conseguenti all'attuazione della direttiva europea 2003/87/CE del 13 ottobre 2003.
- 3.17 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 alla media dei prezzi orari zonali delle zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna, ponderata con le corrispondenti quantità orarie del fabbisogno delle zone stesse pubblicate giornalmente dal Gestore del mercato elettrico in esito al MGP.
- 3.18 I contratti differenziali *peak* asta marzo 2006 e *off peak* asta marzo 2006 sono contratti differenziali a “due vie” con prezzo *strike* pari alla somma:
- di una componente fissa di prezzo, risultante dal processo di assegnazione;
 - di una componente variabile indicizzata al prezzo del contratto *future* IPE Brent;
- Le quantità assegnate in esito al processo di aggiudicazione, riportate nella tabella 4, variano in ciascun mese e fanno riferimento, per le aste *peak*, alle ore di picco dei giorni infrasettimanali, incluse le festività infrasettimanali e, per le aste *off peak* alle restanti ore dei giorni infrasettimanali e a tutte le ore del sabato e della domenica.

Tabella 4

	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
MW aggiudicati- <i>peak</i> asta marzo 2006	400	400	400	402	-	-	-	402	677
MW aggiudicati- <i>off peak</i> asta marzo 2006	700	682	471	541	642	581	675	262	195

- 3.19 L'Acquirente unico ha stipulato fino a maggio dell'anno 2006 contratti differenziali a “due vie” per coprirsi dalla volatilità:

¹ Le ore di picco sono le ore comprese tra le ore 8:00 e le ore 21:00 dei giorni dal lunedì al venerdì, escluse le festività infrasettimanali del 6 gennaio, 17 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 1 novembre, 8 dicembre, 25 dicembre, 26 dicembre e i giorni dal 14 al 20 agosto.

- a) degli *strike* dei prodotti Gas 1 e Gas 2 dei contratti differenziali 2005, indicizzati all'indice del Gas naturale, così come definito nella deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97);
- b) dello *strike* del prodotto Olio dei contratti differenziali 2005 indicizzato all'indice dell'olio combustibile, così come definito nella deliberazione n. 70/97;
- c) degli *strike* dei contratti differenziali 2006 indicizzati al prezzo del contratto *future* IPE Brent.

Le tabelle 5 e 6 riportano, rispettivamente, i prezzi *strike* e le quantità coperte per ciascun contratto di copertura e per ciascun mese oggetto della copertura.

Tabella 5: Prezzi medi coperture (€/MWh)

	Gas 1	Olio	Gas 2	Peak Load
gennaio	57,97	79,04	87,30	53,60
febbraio	57,91	78,54	87,35	53,90
marzo	59,09	78,83	88,94	53,99
aprile	58,57	81,10	88,62	58,49
maggio	-	80,53	-	-

Rispetto alla relazione tecnica allegata al precedente aggiornamento tariffario alcuni dati sono stati oggetto di rettifica da parte dell'Acquirente unico.

Tabella 6: Energia coperta (MWh)

	Gas 1	Olio	Gas 2	Peak Load
gennaio	1.060.000	150.000	560.000	270.000
febbraio	880.000	220.000	510.000	250.000
marzo	740.000	260.000	410.000	260.000
aprile	910.000	210.000	280.000	160.000
maggio		80.000		

Rispetto alla relazione tecnica allegata al precedente aggiornamento tariffario alcuni dati sono stati oggetto di rettifica da parte dell'Acquirente unico.

3.20 A partire da aprile, infine, l'Acquirente unico ha provveduto a effettuare coperture dirette sulle *commodities* che compongono gli indici di prezzo. Tali coperture riguardano un totale di:

- a) 3.375 mila barili coperti attraverso contratti *Swap* per la copertura dal rischio di prezzo sui greggi Iranian Light e Brent;
- b) 810,5 mila tonnellate metriche coperte attraverso contratti *Swap* per la copertura dal rischio di prezzo sull'olio combustibile BTZ;
- c) per coprirsi da eccessivi rialzi del prezzo del *Brent*, l'Acquirente unico ha inoltre sottoscritto ulteriori coperture finanziarie attraverso modalità di copertura che prevedono l'acquisto di opzioni *call* e, al fine di contenere il costo della copertura, la vendita congiunta:
 - di due opzioni di cui una *put* ad uno strike inferiore ed un'altra *call* ad uno strike superiore;
 - di due opzioni, entrambe *put*, ad uno strike inferiore.

I contratti di tipo *call* hanno durata non superiore a dicembre 2006 e coprono complessivamente 7,57 milioni di barili, mentre i contratti di tipo *put* generano un'esposizione per complessivi 10,235 milioni di barili.

- 3.21 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 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.
- 3.22 Con riferimento ai ricavi/costi risultanti dalle coperture sulle *commodities*, l'attribuzione di cui al precedente punto 3.21 è stata effettuata sulla base del profilo orario dell'energia elettrica acquistata in borsa dall'Acquirente Unico.
- 3.23 La quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica su base annua nel MGP è prevista essere pari al 90% del totale del fabbisogno, comprensiva dell'energia elettrica CIP 6/92.
- 3.24 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, e al netto dei contratti di importazione (portafoglio "scoperto"), è prevista essere in media pari al 11,2% 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, che nei primi nove mesi del 2006 ha registrato un valore medio pari a circa 67 US\$/barile (Brent dated), è confermato attestarsi, come media annua, sul livello previsto in occasione dell'aggiornamento tariffario relativo al terzo trimestre 2006 (66,5 US\$/barile è la nuova previsione rispetto ai 66,2 US\$/barile della precedente previsione).

Anche per il tasso di cambio dollaro/euro, che nei mesi recenti è oscillato intorno al livello di 1,27, si conferma il valore medio annuo dello scorsa previsione: 1,25 \$/€.

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 per il 2006, riflettono le proiezioni del prezzo del petrolio e del cambio. In particolare, con riferimento ai valori medi annui del 2006, l'indice Polio è previsto pari a 2,98 cent€/Mcal mentre l'indice Pgas è previsto pari a 3,69 cent€/Mcal (in diminuzione il primo dello 0,8% e in aumento il secondo dello 0,4% rispetto alla previsione precedente). Anche la previsione del prezzo future del petrolio, a cui sono indicizzati i nuovi contratti differenziali 2006 a due vie stipulati dall'Acquirente unico con le controparti elettriche, riflette l'andamento ipotizzato per il prezzo spot del Brent e per il tasso di cambio dollaro/euro.

La stima del PUN prevede un valore della media aritmetica annuale del 2006 pari a 72,8 €/MWh, che comporta un incremento dell'1,7% rispetto alla precedente previsione. Tale variazione è principalmente dovuta allo scostamento del PUN nel corso del terzo trimestre rispetto alle previsioni effettuate per il precedente aggiornamento. Lo scostamento evidenziatosi nel terzo trimestre, infatti, più che compensa gli effetti dell'evoluzione dei prezzi dei combustibili sopra descritta.

- 3.25 La tabella 7 riporta, per ciascun mese del periodo gennaio - dicembre 2006, 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, i corrispettivi derivanti dalla partecipazione alle procedure di assegnazione dei CCCI, nonché, per i mesi da gennaio a luglio, i costi di cui alla lettera 3.27a) del successivo punto 3.27. Per questi corrispettivi non si è proceduto all'applicazione di quanto disposto al comma 30.2 del Testo integrato in quanto direttamente determinati sulla base del valore dell'energia elettrica nel mercato.

Tabella 7: Costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico (anno 2006)

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
cent€/kWh	7,71	8,04	7,81	7,42	7,46	7,64	8,08	7,47	7,56	7,23	7,54	7,47

- 3.26 L'energia elettrica di sbilanciamento, in ciascun mese da gennaio a luglio, è risultata pari a quanto riportato in tabella 1. I valori positivi indicano che le previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico sono state inferiori a quanto effettivamente richiesto dal mercato vincolato, mentre i valori negativi previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico superiori a quanto effettivamente richiesto dal mercato vincolato.
- 3.27 Coerentemente con quanto previsto per la valorizzazione degli sbilanciamenti per l'anno 2005, si è ritenuto opportuno valorizzare l'energia di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato come:
- costi di acquisto di energia elettrica sostenuti dal medesimo Acquirente unico, nella misura equivalente al prodotto tra il PUN e lo sbilanciamento (di seguito: sbilanciamento a PUN);
 - oneri di dispacciamento sostenuti dal medesimo Acquirente unico nella misura equivalente al prodotto tra la penale da sbilanciamento e la quota dello sbilanciamento superiore al 7% (di seguito: penale da sbilanciamento).

La tabella 8 riporta i costi di cui alle precedenti lettere a) e b) per ciascun mese.

Tabella 8: Valorizzazione degli sbilanciamenti attribuiti all'Acquirente unico per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato

	Sbilanciamento PUN	Penale da sbilanciamento
	mln di euro	
gennaio	22,13	1,16
febbraio	-30,44	1,19
marzo	-8,38	1,56*
aprile	1,35	2,06**
maggio	35,56	2,57
giugno	23,98	6,86
luglio	85,72	15,21

* Con riferimento al mese di marzo i valori riportati nella relazione tecnica allegata all'aggiornamento tariffario del trimestre luglio-settembre facevano riferimento ad una stima per le ragioni evidenziate al punto 3.6 della medesima relazione tecnica.

** Si evidenzia che nella medesima tabella riportata nella relazione tecnica dello scorso aggiornamento tariffario, il valore relativo alla penale da sbilanciamento con riferimento al mese di aprile non era stato correttamente imputato.

Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico

- 3.28 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, 19 e 21 settembre.
- 3.29 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:
- il corrispettivo 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 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 (attualmente fissato pari a zero).

3.30 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 di conseguenza considerati i costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato con riferimento ai restanti corrispettivi di cui alle lettere da a) a c) del punto 3.29 nonché, per i mesi da gennaio a luglio, gli oneri di cui alla lettera 3.27b) del punto 3.27.

3.31 Per via dei fenomeni verificatisi nel mercato per il servizio di dispacciamento nel mese di aprile e, sebbene con minore intensità nei mesi di maggio e di giugno, con la deliberazione 23 giugno 2006, n. 123/06 (di seguito n. deliberazione n. 123/06) l'Autorità ha avviato un procedimento atto a definire misure urgenti ai fini di incrementare il livello di concorrenzialità presente nel mercato del servizio di dispacciamento e, conseguentemente, di contenere i costi a carico dei clienti finali per l'erogazione del servizio di dispacciamento. Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 123/06, con deliberazione 27 luglio 2006, n. 165/06, l'Autorità ha modificato la disciplina del dispacciamento introducendo, a partire dal 1 agosto 2006, misure volte a contenere il corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento.

3.32 Alla luce di quanto illustrato nel precedente punto 3.31, le stime del valore del costo medio di dispacciamento relative ai mesi da agosto a dicembre sono state adeguate ai valori trasmessi da Terna con la comunicazione del 18 settembre.

3.33 Nella tabella 9 è riportata la stima dei costi di dispacciamento per il periodo compreso da agosto a dicembre 2006 formulata sulla base di quanto sopra evidenziato. Il valore riportato in tabella con riferimento ai mesi da gennaio a luglio è di consuntivo.

Tabella 9: Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato (anno 2006)

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
cent€/kWh	0,57	0,61	0,54	0,73	0,65	0,50	0,46	0,49	0,42	0,41	0,38	0,37

3.34 I dati riportati nella tabella 9 riflettono le elaborazioni effettuate dall'Autorità sulla base delle informazioni rese disponibili 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

3.35 Con deliberazione n. 299/05 l'Autorità ha fissato in via preliminare i costi riconosciuti all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2006.

3.36 Le decisioni relative alla determinazione in via definitiva dei costi riconosciuti per il funzionamento dell'Acquirente unico, sia per l'anno 2005 che 2006, sono rimandate a successivi provvedimenti.

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:

- a) 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, F3 ed F4;
- b) 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;
- c) 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, F3 ed F4.

4.2 Analogamente l'elemento *OD*, è definito dal Testo integrato come:

- a) 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, F3 ed F4 e per quelli dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2;
- b) 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, F3 ed F4.

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:

- a) 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;
- b) la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante 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 dei costi suddetti.

4.4 Le eventuali esigenze di recupero relative ad anni precedenti rispetto al trimestre oggetto di aggiornamento, non avvengono tramite l'adeguamento delle componenti tariffarie *PC* e *OD*, ma 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.

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

- 4.5 I parametri PGN , PGN_B , PGN_T , D e D_T , i cui valori per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006 sono riportati nelle tabelle 10 e 11, 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.
- 4.6 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.
- 4.7 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, 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, F3 e F4 ovvero nelle fasce FB1 e FB2.

Tabella 10: Valori degli elementi PGN , PGN_T e PGN_B per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006

Tabella 10.1: Elemento PGN	
Elemento PGN	cent€/kWh
	7,6243

Tabella 10.2: Elemento PGN_T	
Fascia oraria	cent€/kWh
F1	13,6464
F2	11,4183
F3	7,7264
F4	4,8671

Tabella 10.3: Elemento PGN_B	
Fascia oraria	cent€/kWh
FB1	9,6042
FB2	4,8845

Tabella 11: Valori degli elementi D e D_T per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006

Tabella 11.1: Elemento D	
Elemento D	cent€/kWh
	0,5104

Tabella 11.2: Elemento D_T	
Fascia oraria	cent€/kWh
F1	0,3897
F2	0,3897
F3	0,3897
F4	0,3897

- 4.8 L'aliquota media dell'elemento PC è passata da 8,20 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio - settembre) 2006, a 8,24 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2006 (aliquote al netto della quota di "recupero").
- 4.9 L'aliquota media dell'elemento OD è passata da 0,51 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2006, a 0,55 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2006 (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

- 4.10 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 dei costi suddetti.

Recupero relativo ai costi di acquisto

- 4.11 Il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità in occasione degli aggiornamenti precedenti) ed ex post dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico, relativo al periodo gennaio - luglio 2006, ammonta complessivamente a circa 388 milioni di euro.
- 4.12 Parte di tale differenziale è stato recuperato tramite l'adeguamento implicito dell'elemento PC in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006 che era stato maggiorato in media di 0,15 centesimi di euro/kWh, consentendo un recupero stimabile in circa 51 milioni di euro.
- 4.13 Nel terzo trimestre (luglio – settembre) l'elemento PC è stato maggiorato in media di 0,40 centesimi di euro/kWh consentendo un recupero stimabile in circa 144 milioni di euro.
- 4.14 Il differenziale residuo, pari a circa 193 milioni di euro potrebbe essere interamente recuperato tramite l'adeguamento implicito dell'elemento PC in vigore per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006 applicando una maggiorazione pari a 0,52 centesimi di euro/kWh.

- 4.15 Secondo quanto previsto dalla “Nota metodologica relativa all’aggiornamento trimestrale dei corrispettivi per la vendita di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato” del 20 ottobre 2004 (di seguito: Nota metodologica), ai fini di ridurre la variabilità della tariffa, il valore medio dell’ammontare del recupero nel trimestre oggetto dell’aggiornamento non deve essere superiore al 5% del valor medio della somma della componente *PC* e della relativa componente di recupero riferiti al trimestre precedente per la tariffa monoraria.
- 4.16 Il completo recupero dello scostamento di cui al punto 4.14 nel corso del quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006 comporterebbe l’applicazione di una maggiorazione della componente *PC*, rispetto al valore medio della medesima componente in vigore nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2006, superiore al limite del 5% previsto dalla Nota metodologica.
- 4.17 L’elemento *PC* in vigore per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006, pertanto, viene maggiorato in media di 0,43 centesimi di euro/kWh. Tale maggiorazione dovrebbe consentire un recupero nel corso del quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006 stimabile in circa 161 milioni di euro.
- 4.18 Pertanto l’aliquota media dell’elemento *PC*, tenendo conto anche della quota a copertura del recupero, passa da 8,60 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2006 a 8,67 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006.
- 4.19 Il differenziale residuo non recuperabile nel corso del terzo trimestre 2006 a causa del limite del 5% previsto dalla Nota metodologica, stimabile in circa 32 milioni di euro come illustrato nella successiva tabella 12, verrà tenuto in conto nell’adeguamento dell’aliquota 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, in occasione del prossimo aggiornamento.

Recupero relativo ai costi di dispacciamento

- 4.20 Il differenziale emerso dal confronto tra i costi di dispacciamento effettivamente sostenuti dall’Acquirente unico e quelli stimati ex ante dall’Autorità, relativamente al periodo gennaio – luglio 2006, è stimabile complessivamente in circa 208 milioni di euro.
- 4.21 Parte di tale differenziale è stato recuperato tramite l’adeguamento implicito dell’elemento *OD* in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006 che era stato maggiorato in media di 0,03 centesimi di euro/kWh, consentendo un recupero stimabile in circa 10 milioni di euro.
- 4.22 Nel terzo trimestre (luglio – settembre) l’elemento *OD* è stato maggiorato in media di 0,04 centesimi di euro/kWh consentendo un recupero stimabile in circa 14 milioni di euro.
- 4.23 Il differenziale residuo relativo al periodo gennaio – luglio, pari a circa 184 milioni di euro, potrebbe essere interamente recuperato nel corso del quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006 tramite l’adeguamento implicito dell’elemento *OD* applicando una maggiorazione pari a 0,50 centesimi di euro/kWh.

- 4.24 Il completo recupero del differenziale residuo relativo al periodo gennaio – luglio, di cui al precedente punto 4.23, nel corso del quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006 comporterebbe l'applicazione di una maggiorazione della componente *OD*, rispetto al valore medio della medesima componente in vigore nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2006, superiore al limite del 10% previsto dalla Nota metodologica.
- 4.25 Come conseguenza di quanto evidenziato al precedente punto 4.24, pertanto, l'elemento *OD* in vigore per il quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006 viene maggiorato in media di 0,05 centesimi di euro/kWh. Tale maggiorazione dovrebbe consentire un recupero nel corso del quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006 stimabile in circa 18,5 milioni di euro.
- 4.26 L'aliquota media dell'elemento *OD*, tenendo conto anche delle quote a copertura del recupero, passa quindi da 0,55 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2006 a 0,60 centesimi di euro/kWh nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006.
- 4.27 Il differenziale residuo non recuperabile nel corso del quarto trimestre 2006 a causa del limite del 10% previsto dalla Nota metodologica, stimabile in circa 165,5 milioni di euro come illustrato nella successiva tabella 12, verrà tenuto in conto nell'adeguamento dell'aliquota 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, in occasione del prossimo aggiornamento.
- 4.28 L'eventuale adeguamento dell'aliquota della componente tariffaria *UC₁*, peraltro, dovrà tener conto anche degli scostamenti derivanti dagli eventuali errori di stima relativi al periodo agosto-dicembre, che saranno noti nel corso dell'anno 2007.

Tabella 12: Recupero relativo agli elementi PC e OD

	ammontare da recuperare relativo al periodo gen - lug mln euro	stima ammontare recuperato nel II trim mln euro	stima ammontare recuperato nel III trim mln euro	stima ammontare recuperabile nel IV trim mln euro	stima ammontare non recuperabile nel IV trim per effetto "tetti" mln euro
Recupero sul PC	388	51	144	161	32
Recupero sul OD	208	10	14	18,5	165,5

Aliquota media della componente *CCA* applicata ai clienti finali

- 4.29 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 9,43 centesimi di euro/kWh per il quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2006, con un aumento di 0,12 centesimi di euro/kWh rispetto al terzo trimestre (luglio – settembre) 2006.
- 4.30 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, F3 ed F4.

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 quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2006 sono riportati nelle tabelle 4 e 5 allegate alla deliberazione connessa alla presente relazione tecnica.

6 Aggiornamento delle componenti A e UC

Componente A₃

- 6.1 Sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa, il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A₃ (di seguito: conto A3) risulta debitore nei confronti del conto destinato alla copertura dei cosiddetti *stranded costs*, di cui al comma 59.1, lettera e), per un ammontare pari a circa 666 milioni di euro.
- 6.2 Inoltre, il pagamento del conguaglio sulla componente del costo evitato di combustibile (CEC) della remunerazione degli impianti di cui al provvedimento Cip 6/92, relativo all'anno 2005, ha comportato, a partire dalla seconda metà del corrente anno, l'emergere di un crescente disallineamento finanziario da parte del Gestore del Sistema elettrico - GRTN S.p.A..
- 6.3 Con comunicazione congiunta da parte del Gestore del Sistema elettrico - GRTN S.p.A. e della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa), prot. Autorità n. 022522 del 18 settembre 2006, inoltre, sono state fornite informazioni circa le prime stime dell'adeguamento della componente CEC della remunerazione degli impianti di cui al provvedimento Cip 6/92, relativo all'anno 2006. Secondo tali stime l'adeguamento CEC comporterà un ulteriore aggravio degli oneri in capo al Conto A3. Detto aggravio di oneri non è ancora quantificabile con certezza, ma certamente sarà tale da comportare un disavanzo rispetto al gettito tariffario garantito dall'attuale aliquota della componente A₃.
- 6.4 In assenza del conguaglio di cui al precedente paragrafo 6.3, peraltro, il gettito garantito dall'attuale livello dell'aliquota della componente tariffaria A3, risulterebbe in linea con le esigenze di competenza dell'anno 2006 del conto A3.
- 6.5 Tenuto conto di quanto sopra, e considerato che gli interventi di contenimento dell'onere che l'Autorità porrà in essere nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 138/06 potranno esplicare i propri effetti non prima dell'anno 2007, l'aliquota della componente A₃

in vigore nel quarto trimestre (ottobre – dicembre) 2006, viene prudenzialmente adeguata in aumento e fissata, in media, pari a 1,10 centesimi di euro/kWh.

7 Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

7.1 Con il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica, vengono impartite disposizioni alla Cassa finalizzate ad accelerare ulteriormente il pagamento delle partite economiche relative ai costi non recuperabili di cui al decreto 6 agosto 2004 sulle quali maturano interessi ai sensi dell'articolo 3, comma 4 del decreto 22 giugno 2005. A tal fine è previsto il ricorso alle disponibilità finanziarie giacenti presso i seguenti conti di gestione, istituiti presso la medesima Cassa:

- a) Fondo per la compensazione temporanea di costi di distribuzione del gas, di cui alla deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2001, n. 306/01;
- b) Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, di cui alla deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170/04, come successivamente modificata e integrata;
- c) Fondo per la promozione dell'interrompibilità del sistema gas, di cui alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/05;

7.2 Le disposizioni erogate alla Cassa prevedono il rimborso entro il 15 ottobre 2006 di una ulteriore quota pari a 60 milioni di euro delle partite economiche di cui agli allegati A e B del decreto 6 agosto 2004. Sono fatte salve, in ogni caso, le modalità di erogazione disposte con la deliberazione n. 132/06.

Egidio Fedele Dell'Oste
Direttore
Direzione tariffe

Guido Bortoni
Direttore
Direzione Energia Elettrica

Roberto Malaman
Direttore
Direzione Strategie, Studi e
Documentazione