

RELAZIONE TECNICA
relativa alla deliberazione 27 marzo 2006, n. 61/06

**“PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE APRILE - GIUGNO
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) conferma i valori della componente tariffaria *A₃* fissati con deliberazione n. 299/05;
 - g) conferma la transitoria sospensione dell’applicazione della componente *A₅* disposta con deliberazione n. 133/05;
 - h) adegua i valori delle componenti tariffarie *A₆* e *MCT*;
 - i) conferma il valore della componente tariffaria *UC₁* fissata con deliberazione 29 dicembre 2005, n. 299/05;
 - j) conferma i valori della componente *UC₃* fissati con deliberazione 25 giugno 2004, n. 103/04;
 - k) conferma i valori della componente *UC₄* fissati con deliberazione dell’Autorità 24 settembre 2003, n. 109/03;
 - l) conferma i valori della componente *UC₅* fissati con deliberazione 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 da 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.
- 2.4 A partire dall'anno 2006 il parametro *Ct*, abrogato con deliberazione 29 dicembre 2005, n. 300/05, non esercita più alcuna influenza, nemmeno indiretta, sull'aggiornamento trimestrale dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento. Anche il prezzo di acquisto pagato dall'Acquirente unico per l'energia elettrica importata dalla società Enel S.p.A. in esecuzione dei contratti pluriennali di importazione di cui la medesima società risulta essere titolare, infatti, a partire dall'anno 2006 risulta svincolato dal parametro *Ct* essendo stato definito con decreto del Ministero delle Attività produttive 13

dicembre 2005, recante direttive all'Acquirente unico in materia di contratti pluriennali di importazione, per l'anno 2006.

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 mercato del giorno prima e il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto se l'acquisto in tale mese fosse stato effettuato nel mercato del giorno prima.
- 3.4 Sulla base delle informazioni trasmesse:
- a) dall'Acquirente unico con la comunicazione del 15 marzo 2006, prot. Autorità n. 006320 del 16 marzo 2006 e con la comunicazione del 21 marzo 2006, prot. Autorità n. 006765 del 22 marzo 2006 (di seguito: comunicazioni Acquirente unico);
 - b) e da Terna con la comunicazione del 17 marzo 2006, prot. Autorità n. 006662 del 21 marzo 2006 (di seguito: comunicazione Terna)

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 marzo 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 a gennaio fanno riferimento a valori di consuntivo. Per il mese di febbraio i valori riportati in tabella sono un pre-consuntivo, non essendo ancora disponibili le quantità di sbilanciamento. Con riferimento al periodo marzo - dicembre sono state utilizzate le quantità 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 2006)

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
	GWh											
Importazioni (a)	1.111	1.005	1.154	1.327	1.276	1.230	1.271	1.194	1.235	1.348	1.100	1.173
Acquisti in borsa (b)	13.037	12.047	12.334	10.762	10.804	11.170	12.486	11.308	11.050	11.032	11.436	12.644
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	4.090	3.005	2.617	3.626	3.864	3.502	3.798	3.400	3.173	3.161
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	1.870	1.740	1.290	-	-	-	-	-	-	-	-
Energia elettrica di sbilanciamento (c)	288											
Energia elettrica dlgs n. 387/03 (d)	534	432	501	654	729	584	593	544	613	691	681	648
Totale	14.970	13.484	13.989	12.744	12.809	12.984	14.351	13.045	12.899	13.071	13.217	14.465
Acquisti in borsa non coperti (e)	2.718	2.673	2.057	1.113	805	1.260	2.136	1.224	1.462	1.421	1.981	2.530
% quota non coperta (f)	19%	20%	15%	9%	7%	10%	16%	10%	12%	11%	16%	18%

Per il mese di gennaio le informazioni riportate sono di consuntivo fatta eccezione per quanto evidenziato al paragrafo 3.7. Per il mese di febbraio 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) e c) del paragrafo 3.8 della presente relazione tecnica

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

(c) Comprensiva dell'energia elettrica di sbilanciamento delle unità di produzione di cui al decreto legislativo n. 387/03 e di cui alla legge n. 239/04

(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 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".

(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 Le quantità di energia elettrica per il mese di gennaio potrebbe essere oggetto di successivi aggiustamenti marginali conseguenti:

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

Va inoltre sottolineato che per il mese di gennaio permane un ulteriore elemento di incertezza relativo alla quantità di energia elettrica acquistata dall'Acquirente unico a seguito del ritiro effettuato dai gestori di rete ai sensi del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03).

- 3.8 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 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).
- 3.9 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 tre differenti procedure concorsuali per la stipula di contratti di acquisto di energia elettrica di importazione per l'anno 2006. In esito alla prima gara sono stati assegnati, a partire dal 1 gennaio 2006, 130 MW per la frontiera francese, 15 MW per la frontiera austriaca, 56 MW per la frontiera slovena. In esito alla seconda gara, sono stati assegnati, a partire dal 1 marzo 2006 52 MW per la frontiera greca, con riferimento al prodotto peak, per le ore comprese dalla 6:00 alle 22:00 dal lunedì al venerdì escluse le festività infrasettimanali e i giorni dal 7 al 27 agosto. Infine, con riferimento alla frontiera svizzera, sono stati assegnati, a partire dal 1 marzo 2006, 130 MW con riferimento al prodotto peak, per le ore comprese dalle 8:00 alle 20:00 dal lunedì al venerdì. La potenza complessivamente assegnata all'Acquirente unico è modulata in ciascuna ora dell'anno applicando alle quantità assegnate i coefficienti β pubblicati da Terna.
- 3.10 I contratti di importazione annuale sono stati valorizzati sulla base dei prezzi di aggiudicazione risultanti, per ciascun operatore, dalle procedure concorsuali. A tale proposito, occorre evidenziare come parte della valorizzazione dell'energia elettrica importata risulta indicizzata al Prezzo unico nazionale (di seguito: PUN): i contratti di importazione dalla frontiera greca e dalla frontiera svizzera sono infatti valorizzati a un prezzo calcolato applicando uno sconto percentuale, così come determinato in esito all'aggiudicazione, al PUN orario.
- 3.11 Si è ritenuto, inoltre, di valorizzare la quota di diritti di importazione non ancora coperta con contratti di acquisto di energia elettrica di importazione, in particolare con riferimento alla frontiera svizzera, ad un prezzo coerente con quello risultante dagli esiti delle procedure concorsuali con riferimento alla medesima frontiera.
- 3.12 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 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 13 dicembre 2005.

3.13 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.

3.14 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 mercato del giorno prima 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:

- d) dei prezzi *strike* dei prodotti Gas 1, Olio e Gas 2 dei contratti differenziali 2005;
- e) 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).

3.15 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

3.16 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 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%.

- 3.17 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 <i>peak</i>	1.750	1.675	750	350
III asta contratti <i>peak</i>	650	525	375	600

- 3.18 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.
- 3.19 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 mercato del giorno prima.
- 3.20 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

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.

- 3.21 L'Acquirente unico, infine, ha stipulato per il primo trimestre dell'anno 2006 contratti differenziali a "due vie" per coprirsi dalla volatilità:
- 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);
 - dello *strike* del prodotto Olio dei contratti differenziali 2005 indicizzato all'indice dell'olio combustibile, così come definito nella deliberazione n. 70/97;
 - 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	Contratti peak
gennaio	57,97	79,04	87,30	53,60
febbraio	57,91	78,54	87,35	53,90
marzo	59,09	78,83	89,02	54,23
aprile	58,83	80,95	89,11	58,49

Tabella 6: Energia coperta (MWh)

	Gas 1	Olio	Gas 2	Contratti peak
gennaio	1.060.000,00	150.000,00	560.000,00	270.000,00
febbraio	880.000,00	220.000,00	520.000,00	250.000,00
marzo	740.000,00	260.000,00	440.000,00	300.000,00
aprile	740.000,00	190.000,00	200.000,00	160.000,00

- 3.22 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.
- 3.23 La quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica su base annua nel mercato del giorno prima 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 14% 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. Questi dati, per il periodo marzo-dicembre 2006, sono stati rivisti, rispetto alla previsione effettuata per il precedente aggiornamento tariffario, per tener conto della recente evoluzione dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali. In particolare, il prezzo del petrolio, che nei primi due mesi del 2006 ha registrato un valore medio pari a 61,6 US\$/barile (Brent dated), è stato rivisto al rialzo rispetto alla precedente previsione, tenendo conto delle analisi dei principali istituti italiani di ricerca in campo energetico, ed è ora previsto attestarsi su 57,8 US\$/barile in media annua per il 2006. Il tasso di cambio dell'euro è stato invece sostanzialmente confermato rispetto alla previsione precedente. Il leggero aumento da 1,22 a 1,23 \$/€, come valore medio atteso per il 2006, segnala tuttavia la possibilità di una ripresa contenuta dell'euro sulla valuta statunitense verso la fine dell'anno. 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 nuove 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 2,88 c€/Mcal mentre l'indice Pgas è previsto pari a 3,41c€/Mcal (in aumento, rispettivamente del 13,3% e del 14,9% 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 della dinamica del PUN utilizzata per determinare il costo medio di acquisto dell'energia da parte dell'Acquirente unico è determinata dall'Autorità tramite l'ausilio di due modelli previsivi:

- a) un modello di simulazione del dispacciamento del parco di generazione italiano;*
- b) un modello di simulazione delle curve di offerta degli operatori.*

Il modello di simulazione del dispacciamento del parco di generazione consente di determinare l'evoluzione dei costi orari di generazione e della produzione oraria delle diverse fonti, tenendo conto di tutti i fattori che ne stanno alla base quali: disponibilità delle diverse fonti (anche in funzione della dinamica di ingresso e di uscita di esercizio delle unità di produzione e dei loro programmi di manutenzione secondo le informazioni fornite da Terna), evoluzione del costo dei combustibili fossili commerciali e di ulteriori costi variabili di generazione, profilo degli apporti naturali agli impianti idroelettrici, profilo orario del fabbisogno, profilo orario degli scambi transfrontalieri, evoluzione dei limiti di transito sui collegamenti tra le diverse zone e modalità di offerta degli impianti sul mercato. Quest'ultimo elemento consente altresì di stimare l'evoluzione del PUN orario. Le curve di offerta utilizzate in input nell'elaborazione sopra descritta, sono definite attraverso un modello ad hoc, che, sulla base del comportamento degli operatori osservato sul mercato, dell'evoluzione strutturale del settore (in particolare: evoluzione della disponibilità di capacità di generazione in relazione alla domanda residuale dei diversi operatori) e dei contratti differenziali in essere con l'Acquirente unico, determina le convenienze relative e l'evoluzione dei comportamenti di offerta nel corso dell'anno. Il

PUN risultante da questo tipo di stima è dunque influenzato da un insieme complesso di fattori, che rispecchiano le migliori informazioni disponibili al momento delle elaborazioni, e il suo valore medio è solo in parte condizionato dalla dinamica dei prezzi dei combustibili. La stima del PUN per il 2006, ottenuta con i modelli sopra descritti, prevede un valore della media aritmetica annuale pari a 68,3 €/MWh, che comporta un incremento del 19% rispetto alla precedente previsione. Alla base di tale incremento vi sono un insieme di fattori tra cui: il livello elevato dell'andamento dei prezzi nel corso del primo trimestre, l'incremento delle previsioni relative al costo dei combustibili, l'incremento di ulteriori costi variabili quali quelli legati alle emissioni di CO2 non coperte dalle assegnazioni del PNA italiano, e quelli legati al meccanismo dei certificati verdi. L'andamento del PUN per i prossimi mesi risente in particolare degli incrementi stimati per le variabili di costo, mentre si prevede una normalizzazione rispetto alle contingenze registrate nel primo trimestre quali: forte crescita dell'export e dei prezzi nelle ore di basso carico, distorsioni legate all'emergenza gas.

- 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 il mese di gennaio, i costi di cui alla lettera a) del successivo paragrafo 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)

	(c€/kWh)											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
totale	7,711	8,106	7,951	7,293	7,087	7,426	7,486	6,827	7,235	7,050	6,987	6,776

- 3.26 L'energia elettrica di sbilanciamento è risultata per il mese di gennaio pari a circa 311 GWh (le previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico sono state inferiori 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).

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 nella comunicazione Terna.
- 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:
- 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 (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 paragrafo 3.29 nonché, per il mese di gennaio, gli oneri di cui alla lettera 3.27b) del paragrafo 3.27.
- 3.31 Sulla base delle informazioni rese disponibili da Terna, si evidenzia che nel mese di gennaio 2006 il costo medio di dispacciamento effettivamente sostenuto dall'Acquirente unico è stato sensibilmente più alto delle previsioni formulate nel precedente aggiornamento (+57%) e si evidenzia altresì un incremento, particolarmente rilevante per i mesi di febbraio e marzo, della stima del costo medio mensile, operata da Terna e posta a carico dell'Acquirente unico, per il servizio di dispacciamento rispetto alle previsioni formulate alla fine del 2005. Si ritiene che gli incrementi registrati del costo medio di dispacciamento per i primi mesi dell'anno possano essere dovuti a fattori congiunturali sfavorevoli riconducibili principalmente all'andamento dei mercati internazionali dei combustibili e all'emergenza gas.
- 3.32 Ritenendo ragionevole un ripristino delle condizioni di stabilità nei suddetti mercati si è, date le previsioni formulate da Terna relativamente agli oneri di dispacciamento, adeguato prudenzialmente il livello medio annuo dell'elemento *OD*, aumentando il livello previsto per i mesi di febbraio e marzo e mantenendo invariata la previsione fatta nel precedente aggiornamento per i mesi da aprile a dicembre dell'anno 2006. L'Autorità sottoporà comunque ad un attento monitoraggio gli esiti del mercato per il servizio di dispacciamento nei prossimi mesi per verificare se l'aumento dei prezzi sia stato effettivamente determinato da elementi congiunturali o debba piuttosto essere ascritto a problemi strutturali di tale mercato, anche connessi alla scarsa concorrenzialità del medesimo.

3.33 Nella tabella 8 è riportata la stima dei costi di dispacciamento per il periodo compreso da febbraio a dicembre 2006 formulata sulla base di quanto sopra evidenziato. Il valore riportato in tabella con riferimento al mese di gennaio è di consuntivo.

Tabella 8: Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato (anno 2006)

	(c€/kWh)											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
totale	0,569	0,562	0,462	0,353	0,352	0,372	0,341	0,392	0,352	0,332	0,352	0,342

3.34 I dati riportati nella tabella 8 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 UC_1 , 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 secondo trimestre (aprile – giugno) 2006 sono riportati nelle tabelle 9 e 10, 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 9: Valori degli elementi PGN , PGN_T e PGN_B per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006

Tabella 9.1: Elemento PGN	
Elemento PGN	c€/kWh
	7,3183

Tabella 9.2: Elemento PGN_T	
Fascia oraria	c€/kWh
F1	10,9289
F2	9,7600
F3	8,5371
F4	4,8605

Tabella 9.3: Elemento PGN_B	
Fascia oraria	c€/kWh
FB1	9,3383
FB2	4,8838

Tabella 10: Valori degli elementi D e D_T per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006

Tabella 10.1: Elemento D	
Elemento D	c€/kWh
	0,4003

Tabella 10.2: Elemento D_T	
Fascia oraria	c€/kWh
F1	0,3594
F2	0,3594
F3	0,3594
F4	0,3594

- 4.8 L'aliquota media dell'elemento PC è passata da 7,35 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2006, a 7,91 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile - giugno) 2006 (aliquote al netto della quota di “recupero”).
- 4.9 L'aliquota media dell'elemento OD è passata da 0,39 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2006, a 0,43 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile - giugno) 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 nel trimestre precedente) ed ex post dei costi di acquisto sostenuti dall’Acquirente unico, relativo al mese di gennaio 2006, pur permanendo qualche elemento di incertezza relativo alla quantità di energia elettrica destinata all’Acquirente unico e ritirata dai gestori della rete ai sensi del decreto legislativo n. 387/03, ammonta complessivamente a circa 53,5 milioni di euro.
- 4.12 Tale differenziale viene recuperato tramite l’adeguamento implicito dell’elemento *PC* in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006 che risulterà maggiorato in media di 0,15 cent€/kWh.
- 4.13 Pertanto l’aliquota media dell’elemento *PC*, tenendo conto anche della quota a copertura del recupero, passa da 7,35 cent€/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2006 a 8,06 cent€/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2006.

Recupero relativo ai costi di dispacciamento

- 4.14 Il differenziale emerso dal confronto tra i costi di dispacciamento effettivamente sostenuti dall’Acquirente unico e quelli stimati ex ante dall’Autorità, relativamente al mese di gennaio 2006, è stimabile complessivamente in circa 31 milioni di euro.
- 4.15 L’ammontare del differenziale avrebbe potuto essere interamente recuperato tramite l’adeguamento implicito dell’elemento *OD* in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006, applicando una maggiorazione all’elemento stesso pari, in media, a 0,09 cent€/kWh.
- 4.16 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), al fine di ridurre la variabilità della tariffa, il valore medio dell’ammontare del recupero nel trimestre oggetto dell’aggiornamento non deve essere superiore al 10% del valor medio della somma della componente *OD* e della relativa componente di recupero riferiti al trimestre precedente per la tariffa monoraria.
- 4.17 Il completo recupero dello scostamento di cui al punto 4.15 nel corso del secondo trimestre (aprile – giugno) 2006 avrebbe comportato l’applicazione di una maggiorazione della componente *OD*, rispetto al valore medio della medesima componente in vigore nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2006, superiore al predetto limite del 10% previsto dalla Nota metodologica.
- 4.18 Come conseguenza di quanto evidenziato al precedente paragrafo, pertanto, l’elemento *OD* in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006, la cui aliquota media al netto della quota di “recupero” risulta pari a 0,43 cent€/kWh (vedi punto 4.9), viene maggiorata in media di 0,03 cent€/kWh. Tale maggiorazione dovrebbe consentire un recupero nel corso del secondo trimestre (aprile – giugno) 2006 stimabile in circa 10,7 milioni di euro.
- 4.19 L’aliquota media dell’elemento *OD*, tenendo conto anche della quota a copertura del recupero, passa quindi da 0,39 cent€/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2006 a 0,46 cent€/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2006.

Aliquota media della componente CCA applicata ai clienti finali

- 4.20 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 8,68 centesimi di euro/kWh per il secondo trimestre (aprile - giugno) 2006, con un aumento di 0,78 centesimi di euro/kWh rispetto al primo trimestre (gennaio – marzo) 2006.
- 4.21 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 secondo trimestre (aprile - giugno) 2006 sono riportati nelle tabelle 4 e 5 allegate alla deliberazione connessa alla presente relazione tecnica.

6 Aggiornamento delle componenti A, UC ed MCT

Componente A₃

- 6.1 Sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) e dal Gestore del sistema elettrico – GRTN S.p.A. (di seguito: Gestore del sistema elettrico), il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria *A₃*, evidenzia un sostanziale allineamento tra gli oneri di competenza del medesimo conto per l'anno 2006 e il gettito garantito dalla vigente aliquota della componente *A₃*.
- 6.2 Tuttavia, l'esigenza di conguaglio per l'anno 2005 del valore del costo evitato di combustibile di cui al provvedimento CIP n. 6/92, che temporalmente si collocherà nel giugno del corrente anno, comporterà, transitoriamente, un disallineamento finanziario.

- 6.3 L'esposizione finanziaria evidenziata, comunque, si ritiene possa essere transitoriamente sopportata dal Gestore del sistema elettrico.
- 6.4 In ragione di quanto sopra, l'aliquota della componente A_3 in vigore nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2006 viene confermata anche per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006.

Componente A_6

- 6.5 Il decreto del Ministro delle Attività produttive 22 giugno 2005 recante modalità di rimborso e di copertura dei costi non recuperabili, relativi al settore dell'energia elettrica, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE (di seguito: decreto 22 giugno 2005) ha previsto un piano di pagamento contingentato delle partite economiche, il cui effetto si esaurisce il 30 giugno 2006. Sulla base di tale piano di pagamento l'Autorità, con deliberazione n. 133/05, aveva transitoriamente sospeso l'applicazione della componente A_6 , destinata a finanziare il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, di cui all'articolo 71 del Testo integrato.
- 6.6 Il medesimo decreto 22 giugno 2005, all'articolo 3, comma 4, prevede che, su parte delle partite economiche relative al rimborso dei costi non recuperabili non ancora pagate, a partire dall'1 gennaio 2006, maturino interessi pari all'*euribor* a 3 mesi, calcolato come media delle quotazioni giornaliere del trimestre precedente, incrementato di 25 punti base in ragione d'anno con capitalizzazione trimestrale degli interessi.
- 6.7 Le componenti A sono raccolte dalle imprese distributrici e da queste versate alla Cassa entro i 60 giorni successivi alla fine di ciascun bimestre. Le componenti raccolte nel bimestre marzo-aprile, pertanto, verranno versate alla Cassa entro il 30 giugno.
- 6.8 Date le richiamate tempistiche, si ritiene opportuno riattivare la componente A_6 a partire dal mese di aprile, così da poter disporre di nuove risorse da destinare alla copertura dei costi non recuperabili in corrispondenza dell'esaurimento degli effetti di contingentamento dei pagamenti previsto dal decreto 22 giugno 2005.
- 6.9 Per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006, pertanto, l'aliquota media della componente A_6 viene fissata pari a 0,03 centesimi di euro/kWh, tale da garantire l'integrale copertura degli interessi previsti dal decreto 22 giugno 2005 e il graduale riavvio dei pagamenti.

Componente UC_1

- 6.10 Sulla base dei dati resi disponibili dall'Acquirente unico, il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità per la fissazione delle tariffe) ed ex post dei costi di acquisto relativi al periodo gennaio – dicembre 2005 non recuperato nel corso del 2005, risulta essere stimabile in circa 251 milioni di euro.
- 6.11 Sempre sulla base dei dati resi disponibili dall'Acquirente unico, il differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità per la fissazione delle tariffe) ed ex post dei costi di dispacciamento relativi al periodo gennaio – dicembre 2005 non recuperato nel corso del 2005, risulta essere stimabile in circa 81 milioni di euro.

- 6.12 Le esigenze di recupero di cui ai precedenti punti 6.10 e 6.11, superiori a quelle stimate in occasione dell'aggiornamento per il primo trimestre 2006, devono essere garantite dal Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato (di seguito: Conto UC₁) finanziato dalla componente UC₁.
- 6.13 La quantificazione definitiva degli oneri in capo al Conto UC₁ non è ancora disponibile essendo pendenti la chiusura di alcune partite relative all'anno 2004 (conguaglio di cui al comma 29.2 del Testo integrato) e la perequazione generale dell'anno 2005 (articolo 42 e seguenti del Testo integrato).
- 6.14 In relazione a quanto sopra, e tenuto conto che la perequazione generale relativa all'anno 2004 dovrebbe comportare la disponibilità di rinvenienze di gettito a favore del Conto UC₁ tali da compensare tendenzialmente la maggiore esigenza di gettito rispetto a quella stimata in occasione dell'aggiornamento del primo trimestre 2006, si ritiene opportuno rinviare ad un successivo aggiornamento l'eventuale adeguamento della componente UC₁.

Componente MCT

- 6.15 La componente MCT, istituita con deliberazione 22 dicembre 2004, n. 231/04, è finalizzata alla raccolta, relativamente ai consumi finali, dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1 bis della legge 24 dicembre 2003, n. 368/03 (di seguito: legge n. 368/03). Per ragioni di arrotondamento, l'aliquota della componente MCT, a partire dall'1 gennaio 2005, è stata fissata pari a 0,02 centesimi di euro/kWh.
- 6.16 L'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1 bis della legge n. 368/03 è risultata pari a 0,0153 centesimi di euro/kWh nel 2005 e a 0,0156 centesimi di euro/kWh nel 2006.
- 6.17 L'arrotondamento per eccesso dell'aliquota della componente MCT ha consentito di raccogliere nel corso del 2005 e del primo trimestre 2006 un gettito eccedente le esigenze previste dall'articolo 4, comma 1 bis della legge n. 368/03. Tale eccedenza di gettito consente, per due trimestri, di ridurre la compente MCT di 0,01 centesimi di euro/kWh.
- 6.18 Per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2006, pertanto, l'aliquota media della componente MCT viene fissata pari a 0,01 centesimi di euro/kWh.

7 Deroga alla disciplina delle componenti A e UC per i regimi tariffari speciali al consumo

- 7.1 Il comma 72.2 del Testo integrato prevede l'applicazione in misura ridotta delle componenti A e UC per i regimi tariffari speciali al consumo. In particolare, le lettere c) ed e) del citato comma, prevedono disposizioni applicabili all'energia elettrica ceduta alla società Terni Spa e sue aventi causa e alle produzioni e lavorazioni dell'alluminio primario di cui al decreto del Ministre dell'industria , del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995.
- 7.2 L'applicazione, nell'anno 2006, dei regimi tariffari speciali al consumo relativi alle richiamate lettere c) ed e) del comma 72.2 del Testo integrato è attualmente subordinata alle condizioni fissate con deliberazione 23 dicembre 2005, n. 286/05 (di seguito: deliberazione n. 286/05) con la quale è stato vincolato l'immediato riconoscimento degli effetti

dell'articolo 11, comma 11, del decreto-legge n. 35/05, in materia di regimi tariffari speciali al consumo, al rilascio di idonea garanzia di pagamento.

- 7.3 Le deroghe in materia di componenti *A* e *UC*, previste dal citato comma 72.2 del Testo integrato, sono da considerarsi collegate all'applicazione del regime tariffario speciale corrispondente. Pertanto, l'applicazione in misura ridotta delle componenti *A* e *UC* dovrà risultare coerente con lo stato di applicazione della richiamata deliberazione n. 286/05.
- 7.4 La Cassa è chiamata ad accertare tale coerenza, provvedendo anche a comunicare ogni informazione utile a tal fine alle imprese distributrici interessate. Eventuali applicazioni difformi dovranno essere sollecitamente comunicate all'Autorità per le azioni di competenza.

Egidio Fedele Dell'Oste
Direttore
Direzione tariffe

Guido Bortoni
Direttore
Direzione Energia Elettrica

Massimo Beccarello
Direttore
Direzione Strategie, Studi e
Documentazione