

**RELAZIONE TECNICA**  
**relativa alla deliberazione 28 giugno 2005, n. 133/05**

**“PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE LUGLIO –  
SETTEMBRE 2005 DI COMPONENTI E PARAMETRI DELLA TARIFFA ELETTRICA E  
DEL PARAMETRO CT”**

## **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 5 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<sub>B</sub>, PGN<sub>T</sub>, D e D<sub>T</sub>;
  - b) fissa nuovi livelli dell’elemento CD;
  - c) conferma i valori dell’elemento INT, fissato con deliberazione dell’Autorità 30 marzo 2005, n. 54/05 (di seguito: deliberazione n. 54/05);
  - d) conferma i valori dell’elemento DP, fissato con deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2004, n. 46/04;
  - e) fissa pari a zero il valore dell’elemento VE;
  - f) adegua i valori delle componenti tariffarie A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub> e A<sub>4</sub>;
  - g) prevede la transitoria sospensione dell’applicazione delle componenti A<sub>5</sub> e A<sub>6</sub>;
  - h) conferma i valori delle componenti MCT, UC<sub>1</sub> e UC<sub>6</sub> fissati con deliberazione 30 dicembre 2004, n. 252/04 (di seguito: deliberazione n. 252/04);
  - i) conferma i valori della componente UC<sub>3</sub> fissati con deliberazione 25 giugno 2004, n. 103/04 (di seguito: deliberazione n. 103/04);
  - j) conferma i valori della componente UC<sub>4</sub> fissati con deliberazione dell’Autorità 24 settembre 2003, n. 109/03;
  - k) conferma i valori della componente UC<sub>5</sub> fissati con deliberazione n. 54/05;
  - l) aggiorna il valore del parametro Ct, fissato con deliberazione n. 252/04;
  - m) modifica l’Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 168/03);
  - n) prevede disposizioni all’Acquirente unico in materia di prezzo di cessione dell’energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato.

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

- 2.1 Il Testo integrato definisce i corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato (componente CCA) come somma dei seguenti elementi:
- a) PC, a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica;
  - b) OD, a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato;
  - c) VE, a copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) sino all'anno precedente l'avvio del dispacciamento di merito economico;
  - d) INT, a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico con o senza preavviso;
  - e) CD, a copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (*capacity payment*);
  - f) DP, a copertura dei costi connessi con l'istituto della riconciliazione per l'anno 2001.
- 2.2 Prima dell'avvio della borsa, ossia fino a tutto il mese di marzo 2004, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento venivano determinati sulla base del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (PG), stabilito in via amministrata dall'Autorità. Il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso era articolato in una componente a copertura dei costi fissi, determinata ex ante a livello annuale sulla base dei costi fissi di generazione a livello nazionale, ed in una componente a copertura dei costi variabili (parametro Ct), aggiornata trimestralmente sulla base di un meccanismo pre-determinato.
- 2.3 A partire dal mese di aprile 2004, invece, i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono determinati al fine di coprire i costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato. Il prezzo pagato dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica corrisponde al prezzo di cessione che, a sua volta, riflette i costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico. Conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento occorre fare riferimento al livello dei prezzi di cessione praticati dall'Acquirente unico alle imprese distributrici.

## **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 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 ad 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 di un ammontare pari al 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 dall'Acquirente unico con le comunicazioni:

- a) del 15 giugno 2005, prot. Autorità n. 013536, del 16 giugno 2005 (di seguito: comunicazione Acquirente unico del 15 giugno 2005) e
- b) del 20 giugno 2005, prot. Autorità n. 014331 del 28 giugno 2005 (di seguito: comunicazione Acquirente Unico del 20 giugno 2005),

e dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: il Gestore della rete) con le comunicazioni:

- a) del 18 aprile 2005, prot. Autorità n. 008990 del 19 aprile 2005 (di seguito: comunicazione Gestore della rete del 18 aprile 2005);
- b) del 18 maggio 2005, prot. Autorità n. 011913 del 23 maggio 2005 (di seguito: comunicazione Gestore della rete del 18 maggio 2005);
- c) del 16 giugno 2005, prot. Autorità n. 013665 del 20 giugno 2005 (di seguito: comunicazione Gestore della rete del 16 giugno 2005);
- d) del 16 giugno 2005, prot. Autorità n. 013815 del 21 giugno 2005;

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 dall'Acquirente unico con comunicazione dell'Acquirente Unico del 15 e 20 giugno 2005 relative alla composizione del portafoglio di approvvigionamento e la stima dei costi di acquisto previsti per ciascun mese da giugno a dicembre dell'anno 2005.

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 2005. I dati relativi al periodo gennaio - aprile fanno riferimento a valori di consuntivo. Per il mese di maggio i valori riportati in tabella sono un pre-consuntivo non essendo ancora disponibili le quantità di sbilanciamento. Con riferimento al periodo giugno - dicembre sono state utilizzate le quantità stimate dall'Acquirente unico sulla base della previsione del fabbisogno complessivo del mercato vincolato.

3.7 Le quantità di energia elettrica per i mesi da gennaio ad aprile potrebbero 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 i mesi a consuntivo permane comunque un 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).

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

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
GWh												
Importazioni	1.856	1.686	1.869	1.824	1.803	1.746	1.804	1.804	1.747	1.888	1.824	1.883
Acquisti in borsa(*)	12.752	11.931	12.857	11.065	10.709	10.793	12.413	11.086	11.050	11.130	11.393	12.493
di cui												
CIP6	1.726	1.559	1.724	1.670	1.726	1.670	1.726	1.726	1.670	1.728	1.670	1.726
contratti differenziali	6.645	6.555	6.262	4.718	4.953	5.117	6.659	5.048	5.791	5.507	5.579	5.211
Sbilanciamenti	640	397	-337	-292								
Totale(**)	15.248	14.015	14.389	13.080	13.021	13.057	14.728	13.320	13.325	13.590	13.687	14.808
Acquisti in borsa non coperti (***)	1.172	964	162	186	198	194	193	130	128	158	175	158
<u>Quota aggiudicata di copertura</u>	12.443	11.911	13.170	12.762	13.187	12.762	13.187	13.187	12.762	13.205	12.762	13.187
% coperture	92%	93%	99%	99%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
% quota non coperta (****)	8%	7%	1%	1%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Per i mesi da gennaio ad aprile le informazioni riportate sono di consuntivo fatta eccezione per quanto evidenziato all'alinea 3.6. Per il mese di maggio le informazioni riportate sono di pre consuntivo in quanto non complete dell'energia elettrica di sbilanciamento. Per i mesi successivi le informazioni riportate state stimate dall'Acquirente unico.

(\*) E' il totale delle quantità acquistate su MGP e MA. Nella tabella pubblicata nelle precedenti relazioni tecniche tale quantità comprendeva esclusivamente agli acquisti in borsa valorizzati a PUN

(\*\*) Comprensivo dell'energia elettrica ritirata ai sensi del decreto legislativo 387/03

(\*\*\*) E' il totale del fabbisogno approvvigionato in borsa non coperto da contratti di importazione o alle differenze e valorizzato al PUN

(\*\*\*\*) Rapporto tra Acquisti in borsa non coperti e Totale al netto dell'energia elettrica ritirata ai sensi del decreto legislativo 387/03

- 3.8 La quota del portafoglio di approvvigionamento dell'Acquirente unico coperta con contratti bilaterali fa riferimento ad un paniere che comprende:
- l'energia elettrica corrispondente alla capacità disponibile di importazione annuale attribuita all'Acquirente unico ai sensi del combinato disposto del decreto del Ministro delle Attività produttive 17 dicembre 2004 e della deliberazione 20 dicembre 2004, n. 224/04;
  - l'energia elettrica oggetto dei contratti pluriennali di importazione stipulati da Enel S.p.A. ceduta all'Acquirente unico ai sensi del decreto del Ministro delle Attività produttive 19 dicembre 2003;
  - altri contratti di importazione;
  - l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP 6.
- 3.9 La capacità produttiva CIP 6 assegnata all'Acquirente unico per l'anno 2005 è pari, ai sensi del decreto del Ministro delle Attività produttive 24 dicembre 2004, n. 304, al 40% del totale assegnabile, e corrisponde a 20.323 MWh. 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 rispetto al prezzo del mercato del giorno prima, con un prezzo strike di assegnazione fissato pari a 50 euro/MWh.
- 3.10 La quota del portafoglio dell'Acquirente unico coperta con contratti differenziali fa riferimento alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2005. Le aste effettuate nel corso del mese di dicembre 2004 hanno avuto per oggetto cinque prodotti per un totale di 16725 megawatt. E' stata successivamente indetta, nel mese di gennaio, una sesta asta a copertura di ulteriori 1000 megawatt. Questi prodotti sono contratti differenziali ad "una via" con un prezzo strike (euro/MWh) ed un corrispettivo per la copertura del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica (di seguito: premio) (euro/MW/anno) differenziati per ciascun prodotto. E' utile precisare che i contratti differenziali ad "una via" sono economicamente equivalenti ad opzioni esercitate automaticamente dall'Acquirente unico ex-post tutte le volte in cui il Prezzo Unico Nazionale (di seguito: PUN) è superiore al prezzo strike previsto nel contratto. Nella tabella, 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.
- 3.11 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.
- 3.12 Per quanto riguarda la quota del portafoglio approvvigionata attraverso l'acquisto di energia elettrica nel mercato del giorno prima e in quello d'aggiustamento, per i mesi da gennaio ad aprile questa è stata poco superiore all'86% del fabbisogno dell'Acquirente unico; dalle stime emerge un andamento piuttosto stabile per i mesi a seguire.
- 3.13 Per i mesi da gennaio ad aprile l'energia elettrica acquistata in borsa e coperta con contratti differenziali è risultata di poco superiore al 49%; nei mesi a seguire, sulla base dei valori stimati relativamente al PUN, tale percentuale dovrebbe registrare una leggera flessione e

attestarsi intorno al 48%. Calcolata sull'intero anno 2005 l'ammontare di fabbisogno coperto con contratti differenziali risulta pari poco più del 48,7%.

- 3.14 La quota del fabbisogno di energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico in borsa, ovvero acquistata al PUN, al netto di tutte le coperture esercitabili (contratti differenziali più l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP 6) e dei contratti di importazione (portafoglio "scoperto") risulta in media pari al 1,2% del totale del fabbisogno dell'Acquirente unico durante tutto il 2005. Per il periodo compreso tra gennaio e aprile il portafoglio "scoperto" è risultato pari al 3,9%.

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

*Per l'anno 2005, il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento corrisponde al PUN, per ciascuna fascia oraria, per il totale dell'energia elettrica. A tale costo vanno sottratti, per la quota di energia elettrica coperta con contratti differenziali, i ricavi conseguenti all'esercizio del diritto all'opzione acquisito con la conclusioni dei medesimi contratti. Tale diritto prevede che le differenze tra il PUN e il prezzo strike stabilito in ciascun contratto differenziale siano corrisposte all'Acquirente unico dalle controparti nel caso in cui il PUN sia superiore allo strike e che, per contro, l'Acquirente Unico corrisponda alla controparte cedente un premio.*

*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 giugno-dicembre 2005, 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 e della dinamica del tasso di cambio dollaro/euro. In particolare, il prezzo del petrolio, che nel secondo trimestre del 2005 ha registrato un valore medio intorno ai 51 US\$/barile (Brent dated), in aumento di oltre l'8% sul trimestre precedente, è stato rivisto al rialzo rispetto alla precedente previsione, in linea con le analisi dei principali istituti italiani di ricerca in campo energetico, ed è ora previsto attestarsi su 49 US\$/barile in media annua per il 2005 contro i 43,2 US\$/barile della previsione precedente. Sul fronte valutario si prevede un rafforzamento più contenuto dell'euro sul dollaro nel valore medio del 2005 rispetto al 2004: 1,27 contro 1,33 del precedente aggiornamento tariffario, per tener conto del quadro economico e politico che è attualmente più sfavorevole per la valuta europea rispetto a tre mesi. Sia i costi variabili di generazione utilizzati nel modello di simulazione del mercato elettrico per la previsione del PUN, sia gli indici dei combustibili utilizzati dall'Acquirente Unico per la costruzione dei prezzi strike, sono stati aggiornati per riflettere le nuove proiezioni del prezzo del petrolio e del cambio. In particolare, con riferimento ai valori medi annui del 2005 rispetto al 2004, l'indice Pcarbone (c€/Mcal) è previsto in calo del 6,3%, mentre gli indici Polio (c€/Mcal) e Pgas (c€/Mcal) sono previsti in aumento, rispettivamente, del 25,4% e del 21%.*

*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:*

- c) un modello di simulazione del dispacciamento del parco di generazione italiano*
- d) 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 GRTN), evoluzione del costo dei combustibili fossili commerciali utilizzati nella generazione, profilo degli apporti naturali agli impianti idroelettrici, profilo del*

*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 sopra descritta.*

3.15 La tabella 2 riporta, per ciascun mese del periodo gennaio- dicembre 2005, la stima del costo medio di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente unico. Tale costo comprende gli oneri di sbilanciamento attribuiti all'Acquirente unico per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato con riferimento alla quota di sbilanciamento valorizzata a PUN (si confrontino i successivi punti 3.19, 3.20 e 3.21) e i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo di capacità di trasporto sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di operatore di mercato cedente<sup>1</sup>. 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 2: Costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dall'Acquirente unico (anno 2005)**

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
6,33	6,36	6,41	6,39	6,24	6,58	6,76	6,16	6,36	6,24	6,25	6,12

*Per i mesi da giugno a dicembre il prezzo di cessione è stimato. La stima è effettuata sulle base delle informazioni trasmesse dall'Acquirente Unico e sulla base delle previsioni formulate dall'Autorità relativamente all'andamento del Pun e del prezzo degli strike dei contratti differenziali.*

3.16 Per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 il costo medio di acquisto sostenuto dall'Acquirente unico è previsto attestarsi a 6,44 centesimi di euro/kWh, registrando un incremento di circa il 6% rispetto al secondo trimestre (aprile – giugno) 2005.

3.17 Con la partecipazione della domanda nella borsa elettrica, avviata con il primo gennaio, si è reso necessario quantificare anche gli oneri di sbilanciamento attribuiti all'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato. Considerate le tempistiche previste nella deliberazione n. 168/03, come successivamente modificata, relative alla determinazione dei corrispettivi di dispacciamento, le informazioni relative agli oneri di sbilanciamento sono disponibili per mesi da gennaio ad aprile; per i mesi successivi, in assenza di informazioni, si è assunto l'ammontare di energia elettrica di sbilanciamento pari a zero.

3.18 L'energia elettrica di sbilanciamento è risultata per i mesi di gennaio e febbraio rispettivamente pari a circa 640 e 397 GWh (le previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico sono state inferiori a quanto effettivamente richiesto dal mercato

<sup>1</sup> Tali corrispettivi sono a carico dell'Acquirente unico per la quota parte di importazioni assegnata al mercato vincolato ai sensi del combinato disposto della deliberazione 20 dicembre 2004, n. 224/04 e del decreto 17 dicembre 2004.



vincolato), mentre per i mesi di marzo e aprile l'energia elettrica di sbilanciamento è risultata rispettivamente pari a circa -337 e -292 GWh (le previsioni di consumo formulate dall'Acquirente unico sono state superiori a quanto effettivamente richiesto dal mercato vincolato). Alla luce di quanto evidenziato nel precedente punto 3.7, l'energia elettrica stimata per le unità di produzione che optano per il regime "di ritiro", ai sensi del decreto legislativo n. 387/03, è stata utilizzata, per i primi tre mesi dell'anno, a riduzione dell'energia da sbilanciamento, con un conseguente effetto di riduzione dell'onere.

- 3.19 Le modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti, con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di consumo non rilevanti, prevedono che alla quota dello sbilanciamento inferiore al 10% del programma finale cumulato relativo ad un punto di dispacciamento si applichi il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 19.3, lettera b) della deliberazione n. 168/03 e la restante parte (la quota superiore al 10%) sia valorizzata con la somma:
- a) del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 19.3, lettera b) di cui alla medesima deliberazione;
  - b) di un fattore di correzione di cui all'articolo 48 della medesima deliberazione determinato in relazione allo sbilanciamento zonale.

Al totale dell'energia elettrica di sbilanciamento è inoltre applicato un corrispettivo di non arbitraggio pari al prodotto tra lo sbilanciamento e la differenza tra il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 19.3, lettera c) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 19.3, lettera b) della deliberazione n. 168/03.

- 3.20 Dall'applicazione dei corrispettivi di cui al precedente punto il corrispettivo di sbilanciamento attribuibile all'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per unità di consumo appartenenti al mercato vincolato può essere considerato come somma:
- a) del prodotto tra il totale dell'energia elettrica di sbilanciamento e il PUN
  - b) del prodotto tra l'energia elettrica di sbilanciamento superiore al 10% per il fattore di correzione di cui all'articolo 48 della deliberazione n. 168/03.
- 3.21 Alla luce di quanto sopra evidenziato si è ritenuto opportuno valorizzare l'energia di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato come:
- a) 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);
  - b) 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 10% (di seguito: penale da sbilanciamento);
- La tabella 3 riporta i costi di cui alle precedenti lettere a) e b) per ciascun mese.

**Tabella 3: Valorizzazione degli sbilanciamenti attribuiti all'Acquirente unico per le unità di consumo comprese nel mercato**

	Sbilanciamento a Pun	Penale da sbilanciamento
	mln di euro	
GEN	42,69	1,96
FEB	26,00	3,99
MAR	-22,59	0,31
APR	-18,17	0,59
<i>I dati riportati sono di consuntivo fatta eccezione per quanto evidenziato al punto 3.6</i>		

3.22 I dati riportati nelle tabelle 2 e 3 riflettono le elaborazioni effettuate dall'Autorità sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico. Tali dati, oggetto di revisione su base trimestrale, non possono costituire titolo di affidamento in relazione alle decisioni future dell'Autorità.

**Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico**

3.23 Ai fini della valorizzazione dei costi sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato, sono state utilizzate le informazioni fornite dal Gestore della rete con le comunicazioni del Gestore della rete del 18 aprile, 18 maggio e 16 giugno.

3.24 Secondo quanto previsto nella deliberazione 24 dicembre 2004, n. 237/04, l'Acquirente Unico, in qualità di utente del dispacciamento per i clienti del mercato vincolato, è tenuto a versare al Gestore della rete:

- 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 del Gestore della rete;
- d) il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- e) il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico;
- f) il corrispettivo a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001.

3.25 Il Testo Integrato prevede che i corrispettivi di cui alle precedenti lettere da d) a f) siano trasferiti nella componente CCA direttamente, rispettivamente attraverso gli elementi CD, INT e DP. Ai fini della determinazione dell'elemento OD vengono 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).

3.26 La tabella 4 riporta, per il periodo compreso tra gennaio e dicembre 2005, la stima dei costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento

per il mercato vincolato con riferimento ai suddetti corrispettivi di cui alle lettere da a) a c) e alla penale da sbilanciamento di cui alla lettera 3.21b)) del precedente punto 3.21.

**Tabella 4: Costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato (anno 2005)**

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
cent€/kWh											
0,26	0,29	0,32	0,29	0,27	0,27	0,28	0,30	0,29	0,28	0,28	0,28

*Per i mesi da gennaio ad aprile le informazioni riportate sono di consuntivo. Per i mesi successivi sono stime formulate dal Gestore della rete*

3.27 I dati riportati nella tabella 4 riflettono le elaborazioni effettuate dall'Autorità sulla base delle informazioni rese disponibili dal Gestore della rete e dall'Acquirente unico. Tali dati, oggetto di revisione su base trimestrale, non possono costituire titolo di affidamento in relazione alle decisioni future dell'Autorità.

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

3.28 Le decisioni relative alla determinazione in via definitiva dei costi riconosciuti di funzionamento dell'Acquirente unico, sia per l'anno 2004 che 2005, come già affermato nella relazione tecnica della deliberazione di aggiornamento tariffario relativo al periodo aprile – giugno 2005, sono rimandate a successivi provvedimenti.

**4 Aggiornamento degli elementi PC, OD INT, CD 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  $\gamma$  ed il parametro PGN, per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4;
- b) il prodotto tra il parametro  $\lambda$  ed il parametro PGNB, 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  $\lambda$  e il parametro PGNT, 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  $\gamma$  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  $\lambda$  ed il parametro DT, 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:
- la determinazione della quota dei suddetti elementi che rifletta al meglio la previsione dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica;
  - la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione ex ante 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.

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

- 4.4 I parametri PGN, PGN<sub>B</sub>, PGN<sub>T</sub>, D e D<sub>T</sub>, i cui valori per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 sono riportati nelle tabelle 5 e 6, sono stati calcolati sulla base dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico con modalità differenziate a seconda che i clienti finali siano o non siano dotati di misuratore atto a misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie.
- 4.5 Per i clienti finali non dotati di misuratore atto a misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie, i parametri PGN e D vengono calcolati come media annua 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.
- 4.6 Poiché parte delle coperture dell'Acquirente unico sono indicizzate al valore assunto dal parametro Ct, i prezzi di cessione a copertura dei costi di acquisto, sulla base dei quali viene calcolato il parametro PGN, sono determinati, per tutto l'anno, considerando un livello del parametro Ct pari a quello in vigore nel trimestre oggetto dell'aggiornamento.
- 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<sub>T</sub>, PGN<sub>B</sub> e D<sub>T</sub> 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 misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 ovvero nelle fasce FB1 e FB2.

**Tabella 5: Valori degli elementi PGN, PGN<sub>T</sub> e PGN<sub>B</sub> per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005**

<b>Tabella 5.1: Elemento PGN</b>	
Elemento PGN	c€/kWh
	6,3825

<b>Tabella 5.2: Elemento PGN<sub>T</sub></b>	
Fascia oraria	c€/kWh
F1	9,2319
F2	8,1044
F3	6,9392

F4	4,6187
----	--------

Tabella 5.3: Elemento PGN <sub>B</sub>	
Fascia oraria	c€/kWh
FB1	8,0406
FB2	4,6926

**Tabella 6: Valori degli elementi D e D<sub>T</sub> per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005**

Tabella 6.1: Elemento D	
Elemento D	c€/kWh
	0,2840

Tabella 6.2: Elemento D <sub>T</sub>	
Fascia oraria	c€/kWh
F1	0,2911
F2	0,2911
F3	0,2911
F4	0,2911

- 4.8 L'aliquota media dell'elemento PC passa da 6,59 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 a 6,90 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio - settembre) 2005 (aliquote al netto della quota di “recupero”).
- 4.9 L'aliquota media dell'elemento OD passa da 0,28 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 a 0,31 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (luglio – settembre) 2005 (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 pubblicati 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 nei trimestri precedenti) ed ex post dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico e relativo al periodo gennaio - aprile 2005, 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 e relativamente alla quantità di energia elettrica da sbilanciamento per il mese di aprile, ammonta complessivamente a circa 118 milioni di euro.

- 4.12 Tale differenziale è stato recuperato in maniera parziale tramite l'adeguamento implicito dell'elemento PC in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 che era stato maggiorato in media di 0,12 cent€/kWh. In particolare l'aliquota media dell'elemento PC nel secondo trimestre è stata aumentata da 6,59 a 6,71 cent€/kWh, permettendo un recupero stimabile in circa 41 milioni di euro.
- 4.13 A parziale recupero del differenziale vengono destinate le sopravvenienze, pari a 10,88 milioni di euro per l'anno 2004, dovute al pagamento, da parte delle controparti aggiudicatrici di "Contratti differenziali secondo semestre 2004", del prodotto tra il corrispettivo di capacità, di cui ai all'articolo 36 della deliberazione 27 marzo 2004, n. 48/04, e la quota del corrispettivo di capacità (di seguito: sopravvenienza da contratti differenziali 2004), quest'ultima pari al minor valore tra 1 ed il rapporto tra la quantità aggiudicata e l'energia complessivamente prodotta dalle unità di cui all'articolo 36, comma 36.1, della deliberazione n. 48/04, nella disponibilità dell'operatore aggiudicatario nel periodo che va dal 9 luglio al 31 dicembre 2004.
- 4.14 Tenuto conto del recupero realizzato tramite l'adeguamento implicito dell'elemento PC nel secondo trimestre 2005 e tramite l'utilizzo della sopravvenienza da contratti differenziali 2004, il differenziale residuo da recuperare relativamente al periodo gennaio – aprile 2005 risulta essere pari a circa a 66 milioni di euro.
- 4.15 Il suddetto differenziale residuo viene recuperato tramite un adeguamento implicito dell'elemento PC in vigore per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 pari in media a 0,18 cent€/kWh.
- 4.16 Di conseguenza, l'aliquota media complessiva dell'elemento PC passa da 6,71 cent€/kWh nel secondo trimestre (aprile –giugno) 2005 a 7,08 cent€/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 (aliquote comprensive della quota di recupero).

#### **Recupero relativo ai costi di dispacciamento**

- 4.17 Il differenziale emerso dal confronto tra i costi di dispacciamento effettivamente sostenuti dall'Acquirente unico e quelli stimati ex-ante, relativamente al periodo gennaio - aprile 2005, pur permanendo qualche elemento di incertezza relativo alla quantità di energia elettrica da sbilanciamento per il mese di aprile, è stimabile complessivamente in circa 19 milioni di euro.
- 4.18 L'elemento OD in vigore nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005, la cui aliquota media valeva 0,28 cent€/kWh, non era stato maggiorato della componente a copertura del recupero, non essendo emerso, in occasione del precedente aggiornamento, alcun differenziale di rilievo per i mesi di gennaio e febbraio 2005.
- 4.19 L'intero ammontare del differenziale emerso nel periodo gennaio – aprile 2005 potrebbe essere interamente recuperato tramite l'adeguamento implicito dell'elemento OD in vigore per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 applicando una maggiorazione all'elemento stesso pari, in media, a 0,04 cent€/kWh.
- 4.20 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 10% del valor medio della somma della componente OD e della relativa componente di recupero riferiti al trimestre precedente per la tariffa monoraria.

- 4.21 Il completo recupero dello scostamento di cui al punto 4.19 nel corso del terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 avrebbe comportato l'applicazione di una maggiorazione della componente OD, rispetto al valore medio della medesima componente in vigore nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005, superiore al limite del 10% previsto dalla Nota metodologica.
- 4.22 L'elemento OD in vigore per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005, pertanto, viene maggiorato in media di 0,03 cent€/kWh. Tale maggiorazione consente un recupero nel corso del terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 stimabile in circa 12,4 milioni di euro.
- 4.23 L'aliquota media dell'elemento OD, tenendo conto anche della quota a copertura del recupero, passa da 0,28 cent€/kWh nel secondo trimestre (aprile –giugno) 2005 a 0,34 cent€/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005.
- 4.24 Il differenziale residuo non recuperato nel corso del terzo trimestre 2005, stimabile in circa 7 milioni di euro verrà tenuto in conto nella quantificazione della quota di recupero da applicare all'elemento OD in occasione del prossimo aggiornamento.

#### **Aggiornamento dell'elemento CD**

- 4.25 Le aliquote della componente CD e del corrispettivo di cui all'articolo 47 dell'Allegato A alla deliberazione 27 marzo 2004, n. 48/04 fissate nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005, unitamente al residuo disponibile relativo alla remunerazione della capacità produttiva nell'anno 2004, porterebbero a fine competenza 2005 a un gettito superiore a quello realizzato nell'anno 2004.
- 4.26 Ritenendo opportuno mantenere invariata per l'anno 2005, rispetto al 2004, la disponibilità di risorse per la remunerazione della capacità produttiva, l'aliquota media unitaria dell'elemento CD per il terzo trimestre (luglio – settembre) 2005 può essere ridotta, passando da 0,06 a 0,04 centesimi di euro/kWh.

#### **Aggiornamento dell'elemento VE**

- 4.27 Con deliberazione 6 giugno 2005, n.101/05 l'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, relativamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002.
- 4.28 Il rimborso di tali oneri, quantificati in circa 139 milioni di euro, viene operato a valere sul Conto oneri per certificati verdi, come previsto dall'articolo 69, comma 69.2, del Testo integrato.
- 4.29 Sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), il gettito raccolto dall'applicazione dell'elemento VE fino a tutto il secondo trimestre dell'anno 2005 è sufficiente a compensare gli oneri di cui alla citata deliberazione n. 101/05.

4.30 L'aliquota dell'elemento VE, pertanto, a partire dal 1 luglio 2005, è stata fissata pari a zero.

### **Aliquota media della componente CCA applicata ai clienti finali**

4.31 In ragione degli interventi sopra descritti l'aliquota media della componente CCA per i clienti del mercato vincolato, calcolata come somma degli elementi PC, OD, CD e VE, aggiornati come descritto sopra, dell'elemento INT aggiornato con deliberazione n. 54/05, e dell'elemento DP di cui alla deliberazione n. 46/04, risulta pari a 7,62 centesimi di euro/kWh per il terzo trimestre (luglio- settembre) 2005, con un aumento di 0,39 centesimi di euro/kWh rispetto al secondo trimestre (aprile – giugno) 2005.

4.32 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 terzo trimestre (luglio - settembre) 2005 sono riportati nelle tabelle 6 e 7 allegate alla deliberazione connesse alla presente relazione tecnica.

## **6 Aggiornamento delle componenti A**

### **Componente A<sub>2</sub>**

6.1 Sulla base delle previsioni fornite dalla Cassa, il gettito annuo atteso derivante dalle aliquote della componente A<sub>2</sub> in vigore nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005, risulta superiore all'onere posto in capo al Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue dall'articolo 1, comma 298, della legge 311/04.

6.2 Pertanto l'aliquota media della componente A<sub>2</sub> viene ridotta da 0,04 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 a 0,03 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005.



### **Componente A<sub>3</sub>**

- 6.3 Tenuto conto della transitoria disponibilità di risorse finanziarie sul Conto di cui all'articolo 71 del Testo integrato (di seguito: Conto A<sub>6</sub>), conseguente alle disposizioni del decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze 22 giugno 2005, l'aliquota della componente A<sub>3</sub> può essere temporaneamente ridotta.
- 6.4 Pertanto l'aliquota media della componente A<sub>3</sub> viene ridotta da 0,83 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 a 0,55 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005.

### **Componente A<sub>4</sub>**

- 6.5 L'articolo 11 della legge n. 80/05 prevede, previa sottoscrizione di specifici protocolli d'intesa, l'estensione a nuovi soggetti ubicati nella Regione Sardegna dell'applicazione di tariffe agevolate, il cui onere ricade sul Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, finanziato dalla componente A<sub>4</sub> (di seguito: Conto A<sub>4</sub>);
- 6.6 Sulla base delle informazioni fornite dalla Cassa, il Conto A<sub>4</sub> presenta disallineamenti tra i flussi di cassa, bimestrali, e i pagamenti ai titolari dei regimi speciali, mensili.
- 6.7 Il provvedimento connesso alla presente relazione tecnica, al fine di tener conto di quanto indicato nei precedenti punti 6.5 e 6.6, prevede l'adeguamento delle aliquote applicate ai clienti finali non titolari di regimi tariffari speciali.
- 6.8 L'adeguamento delle aliquote finalizzato a coprire gli oneri di competenza del conto previsti per l'anno 2005, comporta un aumento dell'aliquota media applicata ai clienti finali non titolari di regimi tariffari speciali che passa da un valore di circa 0,14 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 a circa 0,20 centesimi di euro/kWh nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005.
- 6.9 Con l'adeguamento di cui al punto 6.8, il gettito 2005 atteso sul Conto A<sub>4</sub> si stima sarà sufficiente a coprire gli oneri derivanti dai soggetti nuovi beneficiari previsti dalla legge n. 80/05 e a formare, a partire da inizio 2006, una riserva di liquidità idonea a garantire autonomia finanziaria al Conto.

### **Componente A<sub>5</sub>**

- 6.10 Permangono ritardi nella definizione dei piani per la ricerca di sistema e per la conseguente destinazione delle risorse già disponibili sul Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, finanziato dalla componente A<sub>5</sub>.
- 6.11 L'Autorità, tenuto conto di quanto sopra, ha deciso la transitoria sospensione dell'applicazione della componente A<sub>5</sub> nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005.

### **Componente A<sub>6</sub>**

- 6.12 Il decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze 22 giugno 2005 dispone uno slittamento parziale dei tempi previsti per il rimborso dei costi non recuperabili.
- 6.13 Tale slittamento, previsto per un periodo di dodici mesi, rende disponibili sul Conto A<sub>6</sub>, disponibilità finanziarie superiori ai pagamenti previsti.
- 6.14 L'Autorità, tenuto conto di quanto sopra, ha deciso la transitoria sospensione dell'applicazione della componente A6 nel terzo trimestre (luglio – settembre) 2005.

## **7 Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/03**

- 7.1 Come già accennato al punto 4.26 l'aliquota media unitaria della componenti a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità della capacità produttiva può essere ridotta. Pertanto si rende necessario, oltre ad adeguare le aliquote della componente CD, adeguare anche il valore del corrispettivo di cui all'articolo 37.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/03.
- 7.2 La tabella 2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/03, pertanto, è sostituita con la tabella 1 del provvedimento connesso alla presente relazione tecnica.

## **8 Il parametro Ct**

- 8.1 Come accennato nel paragrafo 2, fino al primo trimestre 2004 i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento sono stati determinati, tra l'altro, sulla base dell'andamento della componente a copertura dei costi variabili di generazione (parametro Ct), aggiornata trimestralmente con un meccanismo predeterminato. In particolare la componente CCA veniva aggiornata trimestralmente dall'Autorità qualora si registrassero variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 3% del parametro Vt, rispetto al valore applicato nel trimestre precedente.
- 8.2 Con l'avvio della borsa, ossia a partire dal mese di aprile 2004, il parametro Ct non rappresenta più il costo unitario riconosciuto all'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, ma continua a costituire un parametro di riferimento:
- a) per i regimi tariffari speciali, come previsto dall'articolo 73 del Testo integrato come successivamente modificato dalla deliberazione 9 agosto 2004 n. 148/04;
  - b) per l'aggiornamento dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, secondo quanto disposto dalla deliberazione 4 ottobre 2000, n. 182/00;
  - c) per gli impianti che cedono la propria energia al gestore di rete cui l'impianto è collegato ai sensi dell'articolo 1, comma 41, della legge 23 agosto 2004, n. 239 (fonti non rinnovabili ed eccedenze), ai quali, ad eccezione degli impianti di cogenerazione fino a 10 MVA, viene riconosciuto un prezzo di ritiro pari al parametro Ct, come previsto dall'articolo 4, comma 4.3, della deliberazione 23 febbraio 2005, n. 34/05.

8.3 Inoltre l'andamento del parametro Ct ha effetti sull'aggiornamento trimestrale dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento nel caso in cui una parte del portafoglio di approvvigionamento dell'Acquirente unico sia indicizzata a tale parametro.

#### Aggiornamento del parametro Ct

8.4 Ai sensi dell'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione dell'Autorità del 20 dicembre 2000 n. 230/00 (di seguito: deliberazione n. 230/00), come modificato dall'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002 n. 194/02, è previsto che il parametro Ct sia aggiornato all'inizio di ciascun trimestre, qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 3% del parametro Vt, rispetto al valore preso precedentemente come riferimento.

8.5 Per il terzo trimestre (luglio - settembre) 2005 il parametro Vt, come definito dall'articolo 1, comma 1.1, lettera e), della deliberazione n. 230/00, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, come definito nell'Allegato 1 della deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 1999, n. 24/99, come modificato con la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2002, n. 24/02, ha registrato una variazione, in aumento, del 7,14 %, rispetto al corrispondente valore del primo trimestre (gennaio - marzo) 2005, passando da 1,848 a 1,980 centesimi di euro/Mcal, non essendo stata superata la soglia del 3% nel secondo trimestre (aprile - giugno) 2005.

8.6 In particolare, gli indici calcolati per il semestre dicembre 2004 - maggio 2005 relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato le seguenti variazioni, che tengono conto del rapporto di cambio del dollaro Usa rispetto all'euro, passato, nei due semestri a confronto, da un valore medio di 1,2380 US\$/euro (media giugno 2004 - novembre 2004) a 1,3062 US\$/euro (media dicembre 2004 - maggio 2005):

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 0,975 a 0,864 centesimi di euro/Mcal (- 11,4 %). La riduzione riflette l'andamento delle quotazioni del carbone da vapore sui principali mercati internazionali;
- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 1,868 a 2,062 centesimi di euro/Mcal (+ 10,4%). L'aumento riflette l'andamento delle quotazioni degli oli combustibili di riferimento;
- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 2,435 a 2,581 centesimi di euro/Mcal (+ 6,0%). L'aumento è il risultato dell'andamento delle quotazioni dei greggi di riferimento.

8.7 La componente fiscale del parametro Ct non è variata rispetto ai valori in vigore nel secondo trimestre (aprile - giugno) 2005. Le aliquote delle accise sugli oli minerali e le aliquote dell'imposta sui consumi di carbone fissate per l'anno 1999 dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, in attuazione dell'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448 (di seguito: legge n. 448/98), non sono state ad oggi rideterminate per l'anno 2004 con decreto su proposta della commissione del Comitato interministeriale per la programmazione economica. Ciò trova conferma nel comma 513 della legge finanziaria 2005, che recita "Per l'anno 2004 non si fa luogo all'emanazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri previsto dall'articolo 8, comma 5, della legge 23 dicembre 1998, n. 448". Pertanto, nella determinazione del parametro Ct le medesime accise rimangono

inalterate rispetto ai valori fissati per gli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003 e 2004. Detta componente fiscale non verrà modificata neanche nel 2005: infatti, il comma 514 della legge finanziaria 2005 ha abrogato il comma 4 dell'articolo 8 della legge n. 448/98, che fissava le aliquote in vigore dall'1 gennaio 2005 secondo i valori riportati nella tabella A dell'Allegato 1 alla medesima legge.

- 8.8 Stante il livello del consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, come modificato dalla deliberazione 28 dicembre 2000, n. 244/00 e come rideterminato in base alle disposizioni della deliberazione n. 252/04 in misura pari a 2.230 kcal/kWh, per effetto dell'aumento del parametro Vt superiore al 3%, il parametro Ct per il terzo trimestre (luglio - settembre) 2005 è pari a 4,415 centesimi di euro/kWh, aumentando del 7,13 % rispetto a 4,121 centesimi di euro/kWh valore assunto nel primo e nel secondo trimestre (aprile - giugno) 2005, non essendo stata superata la soglia del 3% nel secondo trimestre (aprile - giugno) 2005. La tabella 7 riporta l'andamento dei parametri Vt e Ct a partire dal primo bimestre 2002.

**Tabella 7: Andamento dei parametri Vt e Ct nel periodo 1° bimestre 2002 - 3° trimestre 2005**

	Vt c€/Mcal	Variazione % Vt	Ct c€/kWh	
1° bimestre 2002	1,646	-9,06%	3,720	
2° bimestre 2002	1,555	-5,53%	3,514	
3° bimestre 2002	1,611	3,60%	3,641	
4° bimestre 2002	1,744	8,26%	3,941	
1 sett.-30 nov. 2002	1,744	-	3,941	(°)
1-31 dic. 2002	1,744	-	3,941	(§)
1° trimestre 2003	1,817	4,19%	4,106	
2° trimestre 2003	1,958	7,76%	4,425	
3° trimestre 2003	1,892	-3,37%	4,276	
4° trimestre 2003	1,763	-6,82%	3,984	
1° trimestre 2004	1,729	-	3,984	(**)
2° trimestre 2004	1,613	-8,51%	3,645	
3° trimestre 2004	1,646	-	3,645	(**)
4° trimestre 2004	1,776	10,11%	4,014	
1° trimestre 2005	1,848	4,05%	4,121	
2° trimestre 2005	1,825	-	4,121	(**)
3° trimestre 2005	1,980	7,13%	4,415	

(°) Effetto dovuto al decreto-legge 4 settembre 2002, n. 193/02

(§) Effetto dovuto a nuovi criteri introdotti con deliberazione n. 194/02

(\*\*) Trimestri nei quali il Ct non è stato aggiornato rispetto al trimestre precedente poiché il parametro Vt, ha registrato una variazione inferiore al 3%.

## **9 Disposizioni all'Acquirente Unico in materia di prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato.**

- 9.1 Il provvedimento connesso alla presente relazione tecnica prevede di destinare la sopravvenienza di circa 10,88 milioni di euro realizzata dall'Acquirente unico da contratti differenziali 2004 di cui al precedente punto 4.13, a parziale riduzione del differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico e relativo al periodo gennaio - aprile 2005.
- 9.2 Di conseguenza, per i mesi di luglio, agosto e settembre dell'anno 2005 l'Acquirente unico è tenuto a ridurre il prezzo di cessione di cui all'articolo 30 del Testo integrato di una specifica componente.
- 9.3 Tale componente di riduzione è pari in media nel trimestre luglio – settembre 2005 al rapporto tra 10,88 milioni di euro e il totale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato nel trimestre medesimo.

Egidio Fedele Dell'Oste  
*Direttore*  
*Direzione tariffe*

Guido Bortoni  
*Direttore*  
*Direzione Energia Elettrica*

Massimo Beccarello  
*Direttore*  
*Direzione Strategie, Studi e*  
*Documentazione*