

RELAZIONE TECNICA
relativa alla deliberazione 30 marzo 2005, n. 54/05

**“PRESUPPOSTI PER L’AGGIORNAMENTO PER IL TRIMESTRE APRILE – GIUGNO
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_B, PGN_T, D e D_T;
 - b) fissa nuovi livelli degli elementi INT e CD;
 - c) conferma i valori dell’elemento DP, fissato con deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2004, n. 46/04 (di seguito: deliberazione n. 46/04);
 - d) conferma il livello dell’elemento VE, fissato con deliberazione dell’Autorità 30 dicembre 2004, n. 252/04 (di seguito: deliberazione n. 252/04);
 - e) adegua i valori delle componenti tariffarie A₆ e UC₅;
 - f) conferma i valori delle componenti A₂, A₄, MCT, UC₁ e UC₆ fissati con deliberazione n. 252/04;
 - g) conferma i valori delle componenti A₃, A₅ e UC₃ fissati con deliberazione 25 giugno 2004, n. 103/04;
 - h) conferma i valori della componente UC₄ fissati con deliberazione dell’Autorità 24 settembre 2003, n. 109/03;
 - i) conferma il valore del parametro Ct, fissato con deliberazione n. 252/04;
 - j) modifica il Testo integrato;
 - k) modifica l’Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 168/03).

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 la comunicazione del 23 marzo 2005, prot. Autorità n. 6538 del 23 marzo 2005 (di seguito: comunicazione AU del 23 marzo 2005) e con la comunicazione del Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: il Gestore della rete) del 15 marzo 2005, prot. Autorità n. 6212 del 23 marzo 2005 (di seguito: comunicazione Grtn del 23 marzo 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 AU del 23 marzo 2005 relative alla composizione del portafoglio di approvvigionamento e della stima del costo previsto per ciascun mese 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. Le quantità di energia elettrica per i mesi di gennaio e febbraio potrebbero essere oggetto di successivi aggiustamenti marginali conseguenti:
- a) all'applicazione dell'articolo 6 della deliberazione 16 ottobre 2003, n. 118/03, come successivamente modificata;
 - b) eventuali rettifiche alle comunicazioni effettuate dalle imprese distributrici circa l'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

Va inoltre sottolineato che, per i mesi di gennaio e febbraio, permane anche 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).

Con riferimento al periodo marzo-dicembre le quantità di energia elettrica approvvigionate attraverso la borsa sono state stimate dall'Acquirente unico sulla base della previsione del fabbisogno complessivo del mercato vincolato.

Tabella 1: Energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico distinta per fonte di approvvigionamento

Fonte di approvvigionamento	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
GWh												
Contratti bilaterali	1.869	1.699	1.895	1.836	1.816	1.758	1.816	1.816	1.759	1.900	1.836	1.895
Contratti differenziali	6.645	6.555	6.745	6.065	5.858	6.248	7.305	5.584	6.331	6.009	5.259	4.657
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
Acquisti in borsa	6.108	5.376	5.233	4.438	4.588	4.598	5.076	4.584	4.621	5.057	5.936	6.703
Totale	14.621	13.630	13.873	12.340	12.262	12.604	14.197	11.984	12.710	12.966	13.030	13.255
Acquisti in borsa non coperti (*)	1.625	1.726	1.168	435	244	561	1.199	94	587	572	922	847
<u>Qtà aggiudicata di copertura</u>	13.076	11.810	13.058	12.654	13.076	12.654	13.076	13.076	12.654	13.093	12.654	13.076
% coperture	89%	87%	92%	96%	98%	96%	92%	99%	95%	96%	93%	94%
% quota non coperta (**)	11%	13%	8%	4%	2%	4%	8%	1%	5%	4%	7%	6%

(*) E' il totale del fabbisogno non coperto da contratti bilaterali o alle differenze e valorizzato al Prezzo Unico Nazionale;

(**) rapporto tra Acquisti in borsa non coperti e Totale

- 3.7 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 della deliberazione 20 dicembre 2004, n. 224/04 e del decreto 17 dicembre 2004;
 - 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.
- 3.8 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, con un prezzo strike di assegnazione fissato pari a 50 euro/MWh.
- 3.9 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

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.

- 3.10 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.
- 3.11 Per i mesi di gennaio e febbraio l'ammontare del fabbisogno coperto con contratti differenziali è risultato pari rispettivamente al 45% e al 48%; nei mesi a seguire, sulla base dei valori stimati relativamente al PUN, tale percentuale dovrebbe continuare ad oscillare tra il 47% e il 51%, per poi scendere sensibilmente al 40% in novembre e al 35% in dicembre. Calcolata sull'interno anno 2005 l'ammontare di fabbisogno coperto con contratti differenziali risulta pari al 47%.
- 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 di gennaio e febbraio questa è stata rispettivamente pari al 42% e 39% del fabbisogno dell'Acquirente unico; sempre sulla base delle stima discende un andamento piuttosto stabile per i mesi a seguire tra il 36% e il 39%, con, ovviamente, un netto rialzo a novembre dove raggiunge il 46% e a dicembre dove tocca quota 51%. La quota del fabbisogno di energia elettrica approvvigionata dall'Acquirente unico in borsa, ovvero acquistata al PUN, al netto di tutte le coperture esercitabili e dei contratti bilaterali (portafoglio "scoperto") risulta in media pari al 6% del totale del fabbisogno dell'Acquirente unico durante tutto il 2005.

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 marzo-dicembre 2005, sono stati rivisti, rispetto alla previsione effettuata per il precedente aggiornamento tariffario, per tener conto della recente evoluzione dei prezzi

primo trimestre del 2005 ha registrato un valore medio pari a 47,6 US\$/barile (Brent dated), 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 43,2 US\$/barile in media annua contro i 39,3 US\$/barile della previsione precedente. Il tasso di cambio dell'euro è stato invece confermato su livelli apprezzati rispetto al dollaro. La leggera discesa da 1,35 a 1,33 \$/€, come valore medio atteso per il 2005, segnala tuttavia la possibilità di una ripresa contenuta del dollaro sulla valuta europea. 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. In particolare, con riferimento ai valori medi annui del 2005 rispetto al 2004, l'indice Pcarbone (c€/Mcal) è previsto in calo dell'8%, mentre gli indici Polio (c€/Mcal) e Pgas (c€/Mcal) sono previsti in aumento, rispettivamente, del 9% e 5%.

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 GRTN), evoluzione del costo dei combustibili fossili commerciali utilizzati nella generazione, profilo degli apporti naturali agli impianti idroelettrici, profilo del fabbisogno orario, 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 sopra descritta.

- 3.13 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 i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo di capacità di trasporto sostenuti dall'Acquirente unico in qualità di operatore di mercato cedente¹. 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.

¹ 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 n. 224/04 e del decreto 17 dicembre 2004.

- 3.14 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 delibera n. 168/03, come successivamente modificata, relative alla determinazione dei corrispettivi di dispacciamento, le informazioni relative agli oneri di sbilanciamento sono disponibili per il solo mese di gennaio. Per i mesi da febbraio a dicembre, in assenza di informazioni, si è assunto l'ammontare di energia elettrica di sbilanciamento pari a zero.
- 3.15 L'energia elettrica di sbilanciamento è risultata essere per il mese di gennaio pari a circa 640 MWh, ovvero di poco superiore al 4% del fabbisogno registrato nel mese. Si è ritenuto opportuno, considerata l'entità dello sbilanciamento e le modalità di valorizzazione dello stesso, considerare lo sbilanciamento come costo di acquisto sostenuto dall'Acquirente unico. Infine, alla luce di quanto evidenziato nel precedente punto 3.6, 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 a riduzione dell'energia da sbilanciamento, con un conseguente effetto di riduzione dell'onere.

Tabella 2: Stima del 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
cent€/kWh											
6,32	6,34	6,36	5,94	5,99	6,28	6,38	5,84	6,09	5,87	5,75	5,69

* dato pre-consuntivo

- 3.16 Per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 il costo medio di acquisto sostenuto dall'Acquirente unico è previsto attestarsi a 6,07 centesimi di euro/kWh, registrando un decremento di circa il 4% rispetto al primo trimestre (gennaio – marzo) 2005.
- 3.17 I dati riportati nella tabella 2 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

- 3.18 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 comunicazione Grtn del 23 marzo 2005.
- 3.19 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:
- il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento;
 - il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
 - il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento 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.

3.20 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).

3.21 La tabella 3 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).

Tabella 3: Stima dei 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											
0,250	0,253	0,243	0,233	0,233	0,332	0,302	0,263	0,282	0,223	0,242	0,252

* dato pre-consuntivo

3.22 I dati riportati nella tabella 3 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

3.23 Con comunicazione 11 marzo 2005, prot. Autorità n. 005146, l'Acquirente Unico ha annunciato l'iscrizione a bilancio di un risconto passivo pari a circa 2 milioni di euro, relativo alla differenza tra i costi riconosciuti in via provvisoria per l'anno 2004 per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato, pari a 8,2 milioni di euro, ed i costi di funzionamento effettivamente sostenuti nel medesimo anno, pari a circa 6,2 milioni di euro.

3.24 L'ammontare riscontato dall'Acquirente unico nel bilancio 2004 di cui al precedente punto 3.23 verrà utilizzato a parziale copertura dei costi di funzionamento relativi all'attività di acquisto e di vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato sostenuti nell'anno 2005 del medesimo Acquirente unico.

3.25 Con comunicazione del 25 marzo 2005, prot. Autorità n. 0065, l'Acquirente unico ha fornito all'Autorità le previsioni relative ai propri costi di funzionamento per l'anno 2005. In attesa del completamento delle attività di analisi di dette previsioni, l'Autorità ha quantificato in via preliminare, anche ai fini della determinazione del prezzo di cessione di cui al comma

30.1 del Testo integrato, il livello dei costi riconosciuti all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato nell'anno 2005, pari a 8,2 milioni di euro.

- 3.26 Le decisioni relative alla determinazione in via definitiva dei costi riconosciuti di funzionamento dell'Acquirente unico, sia per l'anno 2004 che 2005, pertanto, 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'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 valorizzazione 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.
- 4.2 L'elemento PC è definito dal Testo integrato, come:
- il prodotto tra il parametro γ ed il parametro PGN, per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4;
 - il prodotto tra il parametro λ ed il parametro PGN_B, per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2;
 - il prodotto tra il parametro λ ed 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.
- 4.3 Analogamente l'elemento OD, è definito dal Testo integrato come:
- il prodotto tra il parametro γ_{OD} ed il parametro D, per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 e per quelli dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1 ed FB2;
 - il prodotto tra il parametro λ ed il parametro D_T, per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4.

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_B, PGN_T, D e D_T, i cui valori per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 sono riportati nelle tabelle 4 e 5, 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_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 misurare l'energia prelevata nelle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 ovvero nelle fasce FB1 e FB2.

Tabella 4: Valori degli elementi PGN, PGN_T e PGN_B per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005

Tabella 4.1: Elemento PGN	
Elemento PGN	c€/kWh
	6,0964

Tabella 4.2: Elemento PGN_T	
Fascia oraria	c€/kWh
F1	8,9968
F2	7,9795
F3	7,0514
F4	4,2497

Tabella 4.3: Elemento PGN_B	
Fascia oraria	c€/kWh
FB1	7,8079
FB2	4,2879

Tabella 5: Valori degli elementi D e DT per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005

Tabella 5.1: Elemento D	
Elemento D	c€/kWh
	0,2589

Tabella 5.2: Elemento D_T	
Fascia oraria	c€/kWh
F1	0,2658
F2	0,2658
F3	0,2658
F4	0,2658

- 4.8 L'aliquota media dell'elemento PC passa da 6,44 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 a 6,59 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile - giugno) 2005.
- 4.9 L'aliquota media dell'elemento OD passa da 0,30 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio - marzo) 2005 a 0,28 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005.

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 differenziale emerso dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente unico e relativo ai mesi di gennaio e febbraio 2005, pur permanendo elementi di incertezza relativi 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 40 milioni di euro. Tale differenziale tiene conto del costo di sbilanciamento del mese di gennaio 2005.
- 4.11 Il differenziale viene recuperato tramite l'adeguamento implicito dell'elemento PC in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 che è stato maggiorato in media di 0,12 cent€/kWh.
- 4.12 Di conseguenza l'aliquota media dell'elemento PC in vigore per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 aumenta da 6,59 a 6,71 cent€/kWh.
- 4.13 Il confronto tra i costi di dispacciamento effettivamente sostenuti dall'Acquirente unico e quelli stimati ex-ante dall'Autorità, relativamente ai mesi di gennaio e febbraio 2005, non ha evidenziato un differenziale di rilievo.

Aggiornamento dell'elemento INT

- 4.14 Sulla base degli esiti delle procedure di approvvigionamento delle risorse per il servizio di interrompibilità con preavviso effettuate dal Gestore della rete per l'anno 2004, risulta che, per il medesimo anno, la quantità di risorse approvvigionata è stata inferiore a quella prevista. In conseguenza di ciò, l'applicazione dell'elemento INT ai clienti del mercato vincolato e del corrispettivo di cui all'articolo 52.5 dell'allegato A alla deliberazione n.168/03 ai clienti del mercato libero, (determinati, per l'anno 2004, sulla base della

previsione di fabbisogno delle predette risorse) comporterebbe un ricavo superiore ai costi effettivamente sostenuti dal Gestore della rete per il servizio di approvvigionamento delle risorse per il servizio di interrompibilità del carico con preavviso.

- 4.15 Pertanto l'aliquota media dell'elemento INT per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 viene ridotta di 0,01 centesimi di euro/kWh e fissata pari a 0,15 centesimi di euro/kWh.

Aggiornamento dell'elemento CD

- 4.16 L'applicazione della componente CD ai clienti del mercato vincolato e del corrispettivo di cui all'articolo 47 dell'Allegato A alla deliberazione 27 marzo 2004, n. 48/04 agli utenti del dispacciamento ha determinato, per l'anno 2004, un gettito superiore all'erogazione dei corrispettivi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva stimata in 31 milioni di euro.
- 4.17 Il residuo positivo registrato nell'anno 2004 rende necessario un minore introito per finanziare il regime transitorio istituito dal decreto legislativo n. 379/03.
- 4.18 Pertanto l'aliquota media dell'elemento CD per il secondo trimestre (aprile – giugno) 2005 è ridotta di 0,02 centesimi di euro/kWh e fissata pari a 0,06 centesimi di euro/kWh.

Aliquota media della componente CCA applicata ai clienti finali

- 4.19 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, INT e CD, aggiornati come descritto sopra, dell'elemento VE aggiornato con deliberazione n. 252/04, e dell'elemento DP di cui alla deliberazione n. 46/04, risulta pari a 7,23 centesimi di euro/kWh per il secondo trimestre (aprile- giugno) 2005, con un aumento di 0,22 centesimi di euro/kWh rispetto al primo trimestre (gennaio – marzo) 2005.
- 4.20 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)

2005 sono riportati nelle tabelle 9 e 10 allegate alla deliberazione connesse alla presente relazione tecnica.

6 Aggiornamento delle componenti A e UC

Componente A₆

- 6.1 Sulla base delle previsioni fornite dalla Cassa il gettito derivante dalle aliquote della componente A₆ in vigore nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 non sarebbe sufficiente, nel medio periodo, a coprire le esigenze di gettito del Conto per la reintegrazione delle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione dell'energia elettrica nella transizione, anche in considerazioni degli impegni assunti dal Governo italiano nei confronti della Commissione europea in materia di costi non recuperabili del settore elettrico.
- 6.2 Pertanto l'aliquota effettiva della componente A₆ viene aumentata da 0,08 centesimi di euro/kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 a 0,09 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005.

Componente UC₅

- 6.3 Secondo le informazioni fornite dalla Cassa, e nella prospettiva di copertura dell'onere gravante sul Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica entro la fine dell'anno 2006, le aliquote della componente UC₅ in vigore nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 possono essere ridotte.
- 6.4 Pertanto l'aliquota media unitaria della componente UC₅ passa da 0,06 centesimi di euro(kWh nel primo trimestre (gennaio – marzo) 2005 a 0,04 centesimi di euro/kWh nel secondo trimestre (aprile – giugno) 2005.

7 Modificazioni dell'allegato A alla deliberazione n. 168/03 e del Testo integrato

Adeguamento dei corrispettivi di cui agli articoli 37.2, 37.3 e al comma 52.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/03

- 7.1 Come già accennato nei paragrafi 4.14, 4.16 e 6.3 le aliquote medie unitarie delle componenti a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico, dei costi per la remunerazione della disponibilità della capacità produttiva e dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti possono essere ridotte. Pertanto si rende necessario, oltre ad adeguare le aliquote delle componenti INT, CD e UC₅, adeguare anche il valore dei corrispettivi di cui agli articoli 37.2, 37.3 e al comma 52.5 dell'allegato A alla deliberazione n. 168/03.
- 7.2 Le tabelle n. 1, 2 e 3 dell'allegato A alla deliberazione n. 168/03 sono sostituite con le tabelle n. 1, 2 e 3 del provvedimento connesso alla presente relazione tecnica.

Applicazione della componente UC₄ a tutti i clienti finali e soppressione della componente A₈

- 7.3 La componente A₈ è stata istituita con il Testo integrato per sostituire la componente UC₄ a copertura dei costi legati alle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori, in modo tale da poter estendere tale onere a tutti i clienti del servizio elettrico anziché ai soli clienti del mercato vincolato.
- 7.4 Per il periodo fino al 31 marzo 2005, in via transitoria, è stata confermata l'applicazione della componente UC₄ in attesa che Parlamento e Governo provvedessero a inserire quale onere generale afferente il sistema elettrico l'onere relativo alle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori.
- 7.5 Con comunicazione dell'8 marzo 2005, prot. Autorità n.005243, il Ministero delle attività produttive ha tuttavia indicato la possibilità di estendere direttamente l'applicazione della componente UC₄ anche ai clienti del mercato libero.
- 7.6 L'Autorità, pertanto, provvede ad estendere l'applicazione della componente UC₄ a tutti i clienti finali, sia liberi che vincolati, e, contestualmente, a sopprimere la componente A₈ di cui al comma 52.2, lettera f) del Testo integrato.

Disposizioni in materia di esazione delle componenti UC₁ e UC₄

- 7.7 Il provvedimento connesso alla presente relazione tecnica introduce le disposizioni relative alle modalità di esazione delle componenti UC₁ ed UC₄ da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

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:
- per i regimi tariffari speciali, come previsto dall'articolo 73 del Testo integrato come successivamente modificato dalla deliberazione dell'Autorità del 9 agosto 2004 n. 148/04 (di seguito: deliberazione n. 148/04);
 - 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;
 - agli 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), viene riconosciuto, ad eccezione degli impianti di cogenerazione fino a 10 MVA, 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 secondo trimestre (aprile-giugno) 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, definito come nell'Allegato 1 della deliberazione dell'Autorità, n. 24/99, come modificato con la deliberazione dell'Autorità n. 24/02, ha registrato una variazione, in diminuzione, dell'1,24%, rispetto al corrispondente valore del primo trimestre (gennaio-marzo) 2005, passando da 1,848 a 1,825 centesimi di euro/Mcal.
- 8.6 In particolare, gli indici calcolati per il semestre settembre 2004 – febbraio 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 1,2873 US\$/euro (media settembre 2004 – febbraio 2005):
- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 0,975 a 0,914 centesimi di euro/Mcal (-6,3%). 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 1,861 centesimi di euro/Mcal (-0,4%). La diminuzione riflette l'andamento delle quotazioni degli oli combustibili di riferimento che sono risultate in diminuzione rispetto al precedente semestre di riferimento;
 - l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 2,435 a 2,396 centesimi di euro/Mcal (-1,6%). La riduzione 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 primo trimestre (gennaio – marzo) 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, 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 n. 70/97, come modificato dalla deliberazione 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 della diminuzione del parametro Vt inferiore al 3%, il parametro Ct per il secondo trimestre (aprile-giugno) 2005 è pari a 4,121 centesimi di euro/kWh, invariato rispetto al valore assunto nel primo trimestre (gennaio-marzo) 2005. La tabella 6 riporta l’andamento dei parametri Vt e Ct a partire dal primo bimestre 2002.

Tabella 6: Andamento dei parametri Vt e Ct nel periodo 1° bimestre 2002 - 2° 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	(**)

(°) 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%.

Egidio Fedele Dell'Oste
Direttore
Direzione tariffe

Guido Bortoni
Direttore
Direzione Energia Elettrica

Massimo Beccarello
Direttore
Direzione Strategie, Studi e
Documentazione