

RELAZIONE TECNICA - Delibera n. 24/02

PRESUPPOSTI PER L'AGGIORNAMENTO PER IL BIMESTRE MARZO-APRILE 2002 DI COMPONENTI E PARAMETRI DELLA TARIFFA ELETTRICA E ADOZIONE DI DISPOSIZIONI RECANTI MODIFICAZIONI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 25 FEBBRAIO 1999, n. 24/99

1 Introduzione

- 1.1 Per il secondo bimestre (marzo-aprile) 2002 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 26 giugno 1997 n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97) e successive modificazioni e integrazioni, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, definito come nell'Allegato 1 della deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 1999, n. 24/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 48 del 27 febbraio 1999 (di seguito: deliberazione n. 24/99), ha registrato una variazione, in diminuzione, superiore al 2%.
- 1.2 Ai sensi della deliberazione dell'Autorità del 20 dicembre 2000 n. 230/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 4 del 5 gennaio 2001, supplemento ordinario, è previsto che il parametro Ct venga aggiornato bimestralmente, qualora il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) registri variazioni, in aumento o in diminuzione, superiori al 2%. Inoltre, ai sensi del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia, riportato nell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2001, n. 262/01 pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, serie generale n. 297 del 22 dicembre 2001 (di seguito: Testo integrato) è previsto che i parametri γ , PG e PG_T, la componente CCA e la componente PV siano pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun bimestre qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% del parametro Vt, rispetto al valore applicato nel bimestre in corso.
- 1.3 Poiché due tipologie di greggi assunte a riferimento per la determinazione del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, e precisamente quelle denominate Algeria-Saharan Blend e Lybia-Zuetina, non risultano più quotate con riferimento al mercato di Rotterdam e non vengono più riportate nella pubblicazione *Platt's Oilgram Price Report* a partire dall' 1 gennaio 2002 e poiché alcuni tipi carbone assunti a riferimento nel paniere di

combustibili fossili sui mercati internazionali, e precisamente quello denominato Usa-Gulf Coast (12500 Btu/lb, 1,0% S, 12% Ash) non vengono più riportati dalla pubblicazione *Platt's International Coal Report*, che ha incorporato la pubblicazione *Coal Week International*, a partire dall'1 gennaio 2002, mentre quelli denominati Sud Africa-Richards Bay (11500 Btu/lb, 1,0% S, 16% Ash) e Polonia-Baltic Ports (12600 Btu/lb, 0,8% S, 8,5% Ash) sono stati sostituiti, rispettivamente, dai carboni denominati Sud Africa-Richards Bay (11200 Btu/lb, 1,0% S, 16% Ash) e Polonia-Baltic Ports (11300 Btu/lb, 0,8% S, 15% Ash), il provvedimento proposto prevede la modifica della disciplina relativa alla determinazione del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, come modificato dalla deliberazione n. 146/01, individuando le quotazioni dei greggi sostitutive della tipologia Algeria-Saharan Blend e Lybia-Zuetina e le quotazioni dei carboni sostitutive della tipologia Usa-Gulf Coast (12500 Btu/lb, 1,0% S, 12% Ash) e Polonia-Baltic Ports (12600 Btu/lb, 0,8% S, 8,5% Ash) da assumere come riferimento.

1.4 Il provvedimento proposto inoltre:

- a) prevede l'aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili, di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97 e successive modificazioni e integrazioni;
- b) fissa, per il secondo bimestre (marzo-aprile) 2002, i livelli dei parametri γ , PG e PG_T, della componente CCA e della componente PV;
- c) modifica le aliquote della componente tariffaria A3.

2 Modifica della disciplina relativa alla determinazione del prezzo del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali

2.1 Poiché, come precisato in premessa, le quotazioni di due dei quattro greggi utilizzati nel paniere dei combustibili fossili, di cui all'allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, come modificato dalla deliberazione n. 146/01, per la determinazione dell'indice gas naturale non vengono più riportati nella pubblicazione *Platt's Oilgram Price Report* a partire dall'1 gennaio 2002, così come le quotazioni di alcune delle tipologie di carboni utilizzate per la determinazione dell'indice carbone non vengono più riportate dalla pubblicazione *Platt's International Coal Report*, che ha incorporato la pubblicazione *Coal Week International*, a partire dall'1 gennaio 2002, si ritiene opportuno modificare la disciplina relativa alla determinazione del prezzo del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, tenendo però conto dell'esigenza di limitare l'impatto di tali modifiche sul valore del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) rispetto ai precedenti criteri di determinazione poiché tali modifiche, intervenendo in corso d'anno, a partire cioè dal secondo bimestre, rischiano di compromettere tutte le operazioni a termine (Ct Swap) già concluse e negoziate dagli operatori entro la fine dell'anno scorso a valere sull'intero anno solare 2002.

2.2 Per quanto riguarda la modifica della disciplina relativa alla determinazione dell'indice gas naturale, di cui all'allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, sono stati seguiti i seguenti criteri. Le due tipologie di greggi non più quotate (Algeria-Saharan Blend e Lybia-Zuetina) presentano caratteristiche merceologiche tra loro omogenee, che si riflettono anche in quotazioni molto simili. Anche le due tipologie dei greggi Arabian Light e Iranian Light, che continuano ad essere regolarmente quotate nella pubblicazione *Platt's Oilgram Price Report*, risultano merceologicamente omogenee e con quotazioni tra loro simili, ma significativamente scostate rispetto alle quotazioni dei due tipi di greggi non più quotati. Sono state pertanto ricostruiti i rapporti storici tra le quotazioni dei due greggi non più quotati rispetto alla media delle quotazioni dei greggi Arabian Light e Iranian Light, individuando il periodo 1999-2001 come periodo sufficientemente rappresentativo dell'andamento tendenziale dei prezzi petroliferi, escludendo quindi gli anni precedenti perché eccessivamente lontani e inclusivi del minimo storico nelle quotazioni dei greggi che si è verificato nel 1998. Verificato che, per il periodo storico citato, il rapporto tra la quotazione del greggio Algeria-Saharan Blend e la media delle quotazioni dei due greggi Arabian Light e Iranian Light risulta pari a 1,073, mentre la quotazione del greggio Lybia-Zuetina, rispetto alla medesima coppia di greggi Arabian Light e Iranian Light risulta pari a 1,076, si propone la seguente modifica. La disciplina relativa alla determinazione dell'indice gas naturale, di cui all'allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, viene modificata sostituendo, a partire dal mese di gennaio 2002, le quotazioni dei greggi denominati Saharan Blend e Zuetina con la quotazione media dei due greggi denominati Arabian Light e Iranian Light e quotati Fob Breakeven Price, in US\$/barile, a Rotterdam, moltiplicata rispettivamente per i seguenti fattori:

- Saharan Blend: 1,073;
- Zuetina: 1,076.

2.3 Per quanto riguarda la modifica della disciplina relativa alla determinazione dell'indice carbone, di cui all'allegato n. 1 della deliberazione n. 24/99, come modificato dalla deliberazione n. 146/01, sono stati seguiti i seguenti criteri. La quotazione della tipologia di carbone denominato Usa-Gulf Coast (12500 Btu/lb, 1,0% S, 12% Ash), che non viene più riportata dalla pubblicazione *Platt's International Coal Report* a partire dall'1 gennaio 2002, risulta particolarmente importante ai fini della determinazione del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) in quanto incide, insieme alla quotazione della tipologia di carbone denominata Usa Hampton Road (12500 Btu/lb, 1,0% S, 10% Ash), per il 51,8% nel mix delle diverse tipologie di carbone utilizzato nel paniere. Per limitare l'impatto della cancellazione di tale quotazione, si propone pertanto di mantenere nel paniere una quotazione fittizia per la tipologia di carbone denominato Usa-Gulf Coast (12500 Btu/lb, 1,0% S, 12% Ash), pari alla quotazione corrente della tipologia di carbone denominata Usa Hampton Road (12500 Btu/lb, 1,0% S, 10% Ash) moltiplicata per il rapporto storico tra le due tipologie di carbone che, nel periodo 1997-2001, è stato pari a 0,945 per la quotazione Low e 0,946 per la quotazione High. Analogamente, poiché la quotazione relativa alla tipologia di carbone Polonia-Baltic Ports (12600 Btu/lb, 0,8% S, 8,5% Ash) è stata sostituita dalla quotazione relativa alla tipologia di

carbone denominata Polonia-Baltic Ports (11300 Btu/lb, 0,8% S, 15% Ash), che presenta quindi caratteristiche merceologiche diverse e con significativi differenziali di prezzo, si propone di mantenere nel paniere una quotazione fittizia per la tipologia di carbone denominata Polonia-Baltic Ports (12600 Btu/lb, 0,8% S, 8,5% Ash), pari alla quotazione corrente della tipologia di carbone denominata Polonia-Baltic Ports (11300 Btu/lb, 0,8% S, 15% Ash) moltiplicata per il rapporto storico tra le due tipologie di carbone che, nel periodo 1997-2001, è stato pari a 1,242 per la quotazione Low e 1,246 per la quotazione High. Per quanto riguarda invece il carbone di provenienza dal Sud Africa, poiché la tipologia denominata Sud Africa-Richards Bay (11200 Btu/lb, 1,0% S, 16% Ash), che continua ad essere pubblicata nella pubblicazione *Platt's International Coal Report*, presenta caratteristiche merceologiche e di prezzo molto simili a quelle della tipologia di carbone denominata Sud Africa-Richards Bay (11500 Btu/lb, 1,0% S, 16% Ash) e non più quotata, si propone di sostituire la tipologia non più quotata con la tipologia denominata Sud Africa-Richards Bay (11200 Btu/lb, 1,0% S, 16% Ash).

3 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt)

- 3.1 Per il secondo bimestre (marzo - aprile) 2002, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, è diminuito del 5,53% rispetto al corrispondente valore del bimestre precedente, passando da 1,646 a 1,555 centesimi di euro/Mcal. Tale diminuzione riflette sia andamenti differenziati dei prezzi in dollari Usa dei combustibili sui mercati internazionali nei quattro mesi precedenti (ottobre 2001 – gennaio 2002), sia una modesta svalutazione dell'euro nei confronti del dollaro Usa.
- 3.2 In particolare, gli indici calcolati ottobre 2001 - gennaio 2002 relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato le seguenti variazioni:
- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 1,065 a 1,053 centesimi di euro/Mcal (-1,19%). La diminuzione è riconducibile all'andamento delle quotazioni nei principali mercati internazionali di esportazione;
 - l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 1,675 a 1,596 centesimi di euro/Mcal (-4,73%). La riduzione riflette l'andamento delle quotazioni degli oli di riferimento nei mercati di riferimento;
 - l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 1,995 a 1,815 centesimi di euro/Mcal (-9,04%). Anche per il gas naturale, la diminuzione è il risultato dell'andamento delle quotazioni degli oli e dei greggi di riferimento.

- 3.3 La componente fiscale del costo unitario riconosciuto dei combustibili non è variata rispetto al bimestre precedente. 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, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999, in attuazione dell'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, non sono state ad oggi rideterminate per l'anno 2001 con decreto su proposta della commissione del Comitato interministeriale per la programmazione economica. Pertanto, nella determinazione del costo unitario riconosciuto dei combustibili le medesime accise rimangono inalterate rispetto ai valori fissati per gli anni 1999, 2000 e 2001.

4 Aggiornamento del parametro Ct

- 4.1 La variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali; occorre pertanto procedere, ai sensi della deliberazione n. 230/00, all'aggiornamento del parametro Ct, con decorrenza dall'1 marzo 2002.
- 4.2 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, (Rt), così come modificato dalla deliberazione dell'Autorità n. 244/00 del 28 dicembre 2000, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 4 del 5 gennaio 2001, supplemento ordinario, per effetto della diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), pari a 2260 kcal/kWh, il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) per il secondo bimestre (marzo - aprile) 2002 scende a 3,514 centesimi di euro/kWh, contro i 3,720 centesimi di euro/kWh del primo bimestre (gennaio-febbraio) 2002.
- 4.3 La tabella 1 riassume l'andamento dei costi riconosciuti Vt e Ct a partire dal primo bimestre 1998.

5 Aggiornamento dei parametri γ , PG, PG_T e della componente CCA della tariffa elettrica

- 5.1 I corrispettivi per il servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica in bassa tensione previsti dall'attuale disciplina, in particolare dall'articolo 20 del Testo integrato, comprendono la componente CCA. In particolare, il comma 20.1 del Testo integrato fissa la componente CCA pari:
- a) al prodotto tra il parametro γ ed il parametro PG per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4;

- b) al prodotto tra il parametro λ ed il parametro PG_T per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4.
- 5.2 Il comma 20.2 del Testo integrato prevede che i parametri γ , PG e PG_T e la componente CCA siano pubblicati dall'Autorità all'inizio di ciascun bimestre. Il livello dei parametri γ , PG e PG_T dipendono infatti dal livello del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso. Tale prezzo si articola:
- in una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, differenziata per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 e fissata, per l'anno 2002, dalla deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2001 n. 318/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 12 del 15 gennaio 2002 (di seguito: deliberazione n. 318/01);
 - in una componente a copertura dei costi variabili di produzione di energia elettrica, non differenziata per fascia oraria, pari, in ciascun bimestre, al parametro Ct , che nel secondo bimestre risulta pari a 3,514 centesimi di euro/kWh.
- 5.3 Per il secondo bimestre (marzo-aprile) 2002, per effetto della diminuzione del valore del parametro Ct , il valore del parametro PG scende a 5,571 centesimi di euro/kWh contro i 5,777 centesimi di euro/kWh del primo bimestre 2001. La variazione dei valori della componente CCA relativa al secondo bimestre rispetto al primo bimestre è indicata nella tabella 2 allegata alla presente relazione

6 Aggiornamento delle componenti PV della tariffa

- 6.1 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 22 del Testo integrato e la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2001 n. 316/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 12 del 15 gennaio 2002 (di seguito: deliberazione n. 316/01), comprendono le componenti PV.
- 6.2 Tali componenti PV sono pari al prodotto del parametro Ct e del coefficiente f , come fissato dalla tabella 1 della deliberazione n. 316/01.
- 6.3 Per il secondo bimestre (marzo-aprile) 2002, per effetto della diminuzione del valore del parametro Ct , il valore delle componenti PV diminuisce, come indicato nella tabella 3 allegata alla presente relazione.

7 Aggiornamento della componente tariffaria A3

- 7.1 Ai sensi dell'articolo 40 del Testo integrato, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate è alimentato dalla componente tariffaria A3 e, in parte, dalla componente tariffaria A7. La componente tariffaria A3 si applica come maggiorazione ai corrispettivi per il servizio di trasporto da tutti i clienti finali

mentre la componente tariffaria A7 si applica come maggiorazione ai corrispettivi per il servizio di trasporto per i soggetti che hanno la disponibilità degli impianti di produzione per i quali è prevista la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000.

7.2 Ai sensi dell'articolo 42 del Testo integrato, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire:

- a) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore della rete per l'acquisto di energia elettrica ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del medesimo decreto legislativo;
- b) le residue competenze, relative a periodi precedenti l'1 gennaio 2001, inerenti le quote del prezzo di cessione di cui al secondo e al terzo capoverso del punto A, Titolo IV del provvedimento CIP 6/92, nonché i contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui alla lettera B, Titolo IV del medesimo provvedimento, al netto della quota convenzionalmente a carico del Conto costi energia;
- c) la differenza tra l'ammontare dell'IVA da corrispondere a valere sugli acquisti di energia elettrica effettuati dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 3, comma 12 del decreto legislativo n. 79/99 (IVA a credito) e l'ammontare dell'IVA versata al Gestore della rete dagli acquirenti di detta energia (IVA a debito);
- d) le competenze del Conto costi energia residuali dopo la chiusura del conto stesso.

7.3 L'incremento della componente tariffaria A3, si è reso necessario per due ordini di motivi: l'esito delle procedure concorsuali per la cessione su base annuale dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 e la variazione della previsione circa le entrate derivanti dall'applicazione della componente tariffaria A7. Inoltre al fine di stimare la necessità di gettito del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate occorre considerare gli effetti che l'esito delle procedure concorsuali e la variazione delle previsioni circa le entrate derivanti dall'applicazione della componente tariffaria A7 hanno con riferimento agli adempimenti IVA a carico del Gestore della rete.

Esito delle procedure concorsuali per la cessione su base annuale dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99

7.4 Non essendo ancora operativo il sistema delle offerte, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato con il decreto 21 novembre 2000 come modificato dal decreto del Ministro delle attività produttive 10 dicembre 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 291, del 15 dicembre 2001 (di seguito: decreto 21 novembre 2000) ha ritenuto opportuno valorizzare l'energia ceduta al Gestore della rete dagli impianti CIP n. 6/92 istituendo delle procedure concorsuali. In particolare, l'articolo 4, comma 1, del decreto 21

novembre 2000 prevede che le procedure concorsuali siano disciplinate dall'Autorità secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione, secondo le disposizioni contenute nel decreto 21 novembre 2000 e comunque con modalità preventivamente comunicate al Ministero delle attività produttive.

- 7.5 Nel rispetto delle previsioni del decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000, l'Autorità ha quindi, con le deliberazioni del 21 dicembre 2001, n. 308/01 (di seguito: deliberazione n. 308/01) e del 31 gennaio 2002, n. 20/02 (di seguito: deliberazione n. 20/02), disciplinato le procedure concorsuali, prevedendo che la capacità di produzione CIP n. 6/92 disponibile con continuità per l'intero anno 2001, per una capacità complessiva pari a 4500 MW, venisse assegnata su base annua.
- 7.6 I risultati delle procedure concorsuali tenute dal Gestore della rete per l'assegnazione della capacità produttiva assegnabile su base annuale hanno evidenziato i seguenti risultati:
- a) l'assegnazione della capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico istantanei ha visto l'assegnazione di tutti i 500 MW assegnabili ad un prezzo medio di circa 1,243 centesimi di euro/kWh + il 67,6% del parametro Ct in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
 - b) l'assegnazione della capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico non istantanei ha visto l'assegnazione di 820 MW dei 1500 MW assegnabili ad un prezzo medio di circa 1,493 centesimi di euro/kWh + il 67,6% del parametro Ct in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
 - c) l'assegnazione della restante capacità produttiva disponibile su base annuale ha visto una prima assegnazione di 2290 MW ad un prezzo medio di circa 2,427 centesimi di euro/kWh e una seconda assegnazione dei rimanenti 890 MW assegnabili ad un prezzo medio di circa 2,428 centesimi di euro/kWh + il 67,6% del parametro Ct in vigore in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità.
- 7.7 Dati gli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità produttiva assegnabile su base annuale ed assumendo un valore medio annuo del parametro Ct pari a 3,718 centesimi di euro/kWh, si ottiene una previsione di ricavo atteso dalle procedure di asta pari a circa 1815 milioni di euro, determinati come somma di:
- 4,34 TWh ceduti mediamente a 3,856 centesimi di euro/kWh, per un totale di 167 milioni di euro (assegnazione interrompibili in tempo reale);
 - 7,12 TWh ceduti mediamente a 4,006 centesimi di euro/kWh, per un totale di 285 milioni di euro (assegnazione interrompibili non istantanei);
 - 27,6 TWh ceduti mediamente a 4,940 centesimi di euro/kWh, per un totale di 1363 milioni di euro (assegnazione non interrompibili);
- per un totale di circa 39,1 TWh ceduti mediamente a 4,65 centesimi di euro/kWh.

- 7.8 L'energia elettrica ceduta è stata determinata considerando che il Gestore della rete nel rendere nota la capacità produttiva assegnabile nell'anno 2002 ha stabilito che detta capacità fosse pari a 4500 MW per tutte le ore dell'anno ad eccezione del mese di agosto dove tale valore è stato fissato pari a 4000 MW.
- 7.9 Per determinare i ricavi complessivi del Gestore della rete derivanti dalla cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 è necessario considerare anche l'energia elettrica ceduta al mercato vincolato, stimata in 18 TWh.
- 7.10 Al fine di valorizzare l'energia CIP n. 6/92 ceduta al mercato vincolato è stato utilizzato il profilo temporale di tale energia stimato dal Gestore della rete, desunto dalle informazioni inviate dal medesimo Gestore all'Autorità. Applicando i corrispettivi a copertura dei costi fissi di produzione dell'energia elettrica all'ingrosso ceduta al mercato vincolato previsti dalla deliberazione n. 318/01 a tale profilo temporale e considerando la stima del Ct relativa all'anno 2002 si ottiene un prezzo medio di cessione al mercato vincolato pari a circa 5,678 centesimi di euro/kWh che, una volta applicato ai 18 TWh interessati porta ad un ricavo atteso complessivo di circa 1010 milioni di euro.
- 7.11 I ricavi complessivi attesi dalla cessione dell'energia CIP 6/92 da parte del Gestore della rete ammontano quindi a circa 2825 milioni di euro.
- 7.12 A fronte di detti ricavi i costi attesi per l'acquisto della energia CIP n. 6/92 da parte del Gestore della rete ammontano a circa 5102 milioni di euro, secondo le stime fornite dal Gestore della rete, con un costo medio al kWh pari a circa 8,977 centesimi di euro.
- 7.13 Il maggior onere da produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate ed oggetto di incentivazione a norma del CIP n. 6/92 è quindi stimabile per il 2002 in circa 2267 milioni di euro, pari ad una variazione rispetto alla stima precedente della necessità di gettito pari a circa 97 milioni di euro.

Variazione della previsione circa le entrate derivanti dall'applicazione della componente tariffaria A7

- 7.14 L'articolo 35 del Testo integrato definisce le modalità di calcolo della componente tariffaria A7. Tale componente è pari alla quota, fissata per l'anno 2002 al 75%, della differenza tra il valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre e il valore medio ponderato della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, per l'anno 2000, a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica di cui al comma 2.1, lettera a) della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999 n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 235 del 31 dicembre 1999 (di seguito: deliberazione n. 205/99) ed è applicata all'energia elettrica prodotta da

impianti geotermoelettrici ed idroelettrici non da pompaggio con potenza nominale superiore a 3 MW nei diversi periodi di tempo del bimestre.

- 7.15 Il gettito della componente tariffaria A7 dipende quindi dalla stima, da un lato, delle quantità prodotte dagli impianti geotermoelettrici e idroelettrici a cui è applicata la maggiorazione e, dall'altro, del parametro Ct, essendo questo parametro una componente del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale.
- 7.16 Al fine di determinare il gettito della componente tariffaria A7 si sono considerate le informazioni pervenute dal Gestore della rete relative:
- a) alla produzione geotermoelettrica e idroelettrica per l'anno 2002, stimata pari a circa 28 TWh
 - b) al profilo temporale relativo a tale produzione, differenziato per ciascun bimestre e per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4
- 7.17 Sulla base di queste previsioni e ipotizzando un livello medio del parametro Ct per l'anno 2002 pari a 3,718 centesimi di euro/kWh è stimabile una variazione rispetto alla stima precedente della necessità di gettito della componente tariffaria A7 risulta pari a circa 226 milioni di euro.

Variazione necessità di gettito del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate dovuto agli adempimenti IVA a carico del Gestore della rete

- 7.18 Ai sensi dell'articolo 42 del Testo integrato lo sbilancio, ed il conseguente credito di imposta, generato dalla mancata compensazione tra l'ammontare dell'IVA da corrispondere a valere sugli acquisti di energia elettrica effettuati dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 3, comma 12 del decreto legislativo n. 79/99 (IVA a credito) e l'ammontare dell'IVA versata al Gestore della rete dagli acquirenti di detta energia (IVA a debito) alimentato dal Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate deve essere calcolato in relazione agli adempimenti IVA in carico al GRTN complessivamente considerati. Di conseguenza la necessità di gettito relativa allo sbilancio IVA corrisponde alla differenza tra il totale dell'IVA a credito e il totale dell'IVA a debito del Gestore della rete.
- 7.19 L'effetto congiunto dell'esito delle procedure concorsuali e della diminuzione del gettito della componente tariffaria A7 è stimabile in una variazione rispetto alla stima precedente dello sbilancio complessivo IVA pari a circa 117 milioni di euro.

Determinazione della aliquota media della componente tariffaria A3 e ripartizione della variazione dell'aliquota media della componente tariffaria A3 tra le tipologie contrattuali

- 7.20 Sulla base di tutti gli effetti sopra descritti, l'incremento della necessità di gettito del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate può essere quantificato in circa 450 milioni di euro su base annua. Ciò comporta un

aumento di circa 0,172 centesimi di euro/kWh dell'aliquota media annua necessaria. Per consentire di ottenere tale aumento dell'aliquote media su base annua, tenendo conto che per il primo bimestre l'aliquota media è stata di circa 0,749 centesimi di euro/kWh, l'aumento richiesto della aliquota media della componente tariffaria A3 è di circa 0,207 centesimi di euro/kWh, così da ottenere una aliquota media per i restanti cinque bimestri di circa 0,956 centesimi di euro/kWh.

- 7.21 La ripartizione della variazione dell'aliquota media tra le tipologie contrattuali è stata effettuata tenendo conto della riduzione del parametro Ct, in misura pari a 0,206 centesimi di euro/kWh, che si è registrata nel secondo bimestre del 2002. L'aumento della componente tariffaria A3 per ciascuna tipologia è stato determinato incrementando la componente tariffaria A3 espressa in centesimi di euro/kWh in misura uguale alla riduzione registrata nel bimestre dalla componente tariffaria a copertura dei costi di combustibile per la medesima tipologia contrattuale, pari al parametro γCt per le tipologie contrattuali diverse dai clienti domestici ed all'aliquota media della componente PV per questi ultimi.

Milano,

Piergiorgio Berra
*direttore dell'Area elettricità
dell'Autorità per l'energia elettrica
e il gas*

Tabella 1

Andamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili Vt
e del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta
da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali Ct
nel periodo 1° bimestre 1998 - 2° bimestre 2002

		Vt L/Mcal	Ct L/kWh	Variazione	
1998	1° bimestre 1998	24,681	56,519	5,59%	
	2° bimestre 1998	23,828	54,566	-3,46%	
	3° bimestre 1998	20,996	48,081	-11,89%	
	4° bimestre 1998	20,169	46,187	-3,94%	
	5° bimestre 1998	20,169	46,187	-	(*)
	6° bimestre 1998	18,753	42,944	-7,02%	
1999	1° bimestre 1999	18,000	41,220	-4,02%	
	2° bimestre 1999	17,573	40,242	-2,37%	
	3° bimestre 1999	17,573	40,242	-	(*)
	4° bimestre 1999	19,104	43,748	8,71%	
	5° bimestre 1999	22,030	50,449	15,32%	
	6° bimestre 1999	25,372	58,102	15,17%	
2000	1° bimestre 2000	28,087	64,319	10,70%	
	2° bimestre 2000	30,211	69,183	7,56%	
	3° bimestre 2000	33,903	77,638	12,22%	
	4° bimestre 2000	35,688	81,726	5,27%	
	5° bimestre 2000	37,089	84,934	3,93%	
	6° bimestre 2000	40,205	92,069	8,40%	
2001	1° bimestre 2001	44,081	99,623	8,20%	
	2° bimestre 2001	42,462	95,964	-3,67%	
	3° bimestre 2001	36,967	83,545	-12,94%	
	4° bimestre 2001	36,967	83,545	-	(*)
	5° bimestre 2001	36,967	83,545	-	(*)
	6° bimestre 2001	35,040	79,190	-5,21%	
		Vt c€Mcal	Ct c€kWh	Variazione	
2002	1° bimestre 2002	1,646	3,720	-9,06%	
	2° bimestre 2002	1,555	3,514	-5,53%	

(*) Bimestri nei quali il costo unitario riconosciuto dei combustibili ha registrato una variazione inferiore al 2%, senza aggiornamento quindi della parte B della tariffa rispetto al bimestre precedente

Tabella 2 - Variazione dei valori della componente CCA

Tabella 2.1 Componente CCA per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto	I bimestre	II bimestre	Variazioni I/II	
	c€kWh	c€kWh	c€kWh	%
Utenza domestica in bassa tensione	6,20	5,97	-0,23	-4%
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	5,31	5,09	-0,22	-4%
Altre utenze in bassa tensione	6,81	6,58	-0,23	-3%
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	5,02	4,80	-0,22	-5%
Altre utenze in media tensione	6,56	6,35	-0,21	-3%
Utenze in alta e altissima tensione	5,74	5,53	-0,21	-4%

Tabella 2.2 Componente CCA per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4

Tipologie di contratto	I bimestre	II bimestre	Variazioni I/II	
	c€kWh	c€kWh	c€kWh	%
Utenze allacciate in bassa tensione				
F1	14,36	14,14	-0,22	-2%
F2	8,22	8,00	-0,22	-3%
F3	6,33	6,10	-0,23	-4%
F4	4,09	3,87	-0,22	-6%
Utenze allacciate in media tensione				
F1	13,67	13,46	-0,21	-2%
F2	7,83	7,61	-0,22	-3%
F3	6,03	5,81	-0,22	-4%
F4	3,89	3,68	-0,21	-6%
Utenze allacciate in alta tensione				
F1	13,42	13,21	-0,21	-2%
F2	7,68	7,47	-0,21	-3%
F3	5,92	5,70	-0,22	-4%
F4	3,82	3,61	-0,21	-6%

Tabella 3 - Variazione bimestrale della componente PV

Tariffa D2		I bimestre	II bimestre	Variazioni II/I	
fasce di consumo (kWh/anno)		c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	%
da	a				
0	1800	3,16	2,99	-0,17	-5%
1801	2640	4,72	4,46	-0,26	-6%
2641	4440	5,91	5,59	-0,32	-5%
	oltre 4440	4,72	4,46	-0,26	-6%
Tariffa D3		4,72	4,46	-0,26	-6%