

Il gettito di questa parte della tariffa finanzia il nuovo "conto costi energia", utilizzato per l'erogazione dei contributi alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici per i costi variabili di energia (combustibili ed energia elettrica importata), in sostituzione del precedente contributo onere termico.

Il meccanismo di determinazione del contributo riconosciuto è stato radicalmente innovato ed è descritto nel successivo capitolo C.

B.4) Esoneri

All'energia elettrica precedentemente esonerata da tutti i sovrapprezzi ¹¹⁾ non si applicano né le componenti inglobate nella parte A, né la parte B, né la maggiorazione straordinaria non inglobata. All'energia elettrica precedentemente assoggettata solamente al sovrapprezzo nuovi impianti ¹²⁾ si applica la sola componente A3, con le aliquote riportate nella colonna A3bis della Tabella 3.

C) Determinazione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici

C.1) Criteri

Il meccanismo di determinazione del contributo per la copertura dei costi variabili di energia è stato radicalmente innovato.

Il nuovo metodo si propone in primo luogo di incentivare la gestione efficiente degli impianti, aderendo al criterio del riconoscimento dei costi corrispondenti a livelli

raggiungibili di efficienza, in sostituzione del criterio del rimborso dei costi effettivamente sostenuti che ispirava il precedente regime, e che non conteneva stimoli all'efficienza gestionale. Il costo unitario riconosciuto per ogni kWh prodotto da impianti termoelettrici è infatti determinato con riferimento a valori storici di consumo specifico medio di combustibile di tali impianti. Dal momento che il consumo specifico di riferimento rimane fisso per un periodo predeterminato, miglioramenti nel rendimento termico degli impianti che diminuiscono il consumo specifico effettivo di combustibile, riducendo i costi variabili si traducono automaticamente in maggiori utili per l'impresa produttrice-distributtrice, almeno fino alla successiva revisione dei parametri utilizzati per il calcolo dei contributi. I miglioramenti dei rendimenti, che il nuovo meccanismo stimola, hanno altresì un riflesso positivo sull'impatto ambientale della produzione di energia elettrica.

In secondo luogo, il nuovo metodo si propone di incentivare la scelta efficiente del mix di combustibili utilizzati nella generazione di energia elettrica. A tale fine il costo unitario riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale non è stato differenziato in funzione del tipo di combustibile impiegato. Nel rispetto dei vincoli ambientali risparmi nei costi di acquisto dei combustibili si traducono quindi automaticamente, in maggiori utili per l'impresa produttrice-distributtrice, stimolando l'impiego dei combustibili di minor costo.

¹¹⁾ Si veda l'appendice I

¹²⁾ Si veda l'appendice I.

Coerentemente il preesistente meccanismo di rimborso a piè di lista dei costi di acquisto di energia elettrica dall'estero è stato sostituito con un metodo che riconosce all'energia elettrica importata al massimo il costo medio della produzione termoelettrica nazionale, assicurando così che il ricorso alle importazioni non riceva trattamento più favorevole della produzione di energia elettrica nazionale.

In terzo luogo, l'utilizzo del prezzo sui mercati internazionali di un paniere diversificato di combustibili fossili, quale riferimento per la determinazione dei contributi unitari da riconoscere alla produzione termoelettrica nazionale ed alle importazioni di energia elettrica, introduce un significativo elemento di stabilità nel meccanismo di determinazione di tali contributi, a vantaggio dei consumatori. Le imprese produttrici-distributrici sono comunque salvaguardate rispetto ad aumenti strutturali e permanenti nei prezzi internazionali dei combustibili.

In quarto luogo, per stimolare la produzione idroelettrica e geotermoelettrica, anche la produzione da questo tipo di impianti è stata ammessa al contributo per la quota in eccesso rispetto alla produzione media del triennio precedente. Il meccanismo introdotto ha un duplice effetto. Da un lato rende più conveniente l'impiego di queste fonti nei confronti di quelle termiche convenzionali e delle importazioni di energia elettrica per il soddisfacimento della domanda aggiuntiva rispetto alla media storica. Dall'altro induce a sostituire energia termoelettrica con energia idroelettrica e geotermoelettrica, con conseguente beneficio ambientale. Infatti, a parità di produzione totale, la sostituzione di un kWh prodotto da impianti termoelettrici convenzionali con un kWh da fonte idroelettrica o geotermoelettrica non comporterà alcuna riduzione del contributo riconosciuto all'impresa produttrice, nel breve periodo.

Infine, i meccanismi di aggiustamento tariffario sono stati organizzati in modo da garantire in ogni bimestre il pareggio del "conto costi energia" attraverso cui i contributi sono erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

C.2) Meccanismo di determinazione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici

Ciascuna impresa produttrice-distributtrice o importatrice-distributtrice riceve dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico un contributo per la copertura dei costi variabili di energia elettrica. L'energia elettrica ammessa al contributo è quella importata e quella prodotta nel bimestre:

- da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali;
- da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, relativamente alla produzione in eccesso al livello medio nei corrispondenti bimestri dell'ultimo triennio.

La produzione da impianti ¹³⁾ che utilizzano fonti di energia rinnovabili ed assimilate continua ad essere regolata dai provvedimenti CIP 34/1990 e CIP 6/1992.

Al fine di garantire in ogni bimestre l'equilibrio tra le entrate e le uscite del conto costi energia, il contributo riconosciuto a ciascuna impresa produttrice-distributtrice e importatrice-distributtrice è stato strutturato in due addendi, definiti come segue.

¹³⁾ Di cui agli artt. 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

Il primo addendo, C_m , è calcolato con riferimento alle quantità medie di produzione termoelettrica (Q_t^o) e di importazione (Q_m^o) rilevate nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti:

$$C_a = Q_t^o C_t + Q_m^o C_m, \quad (1)$$

dove C_t e C_m (espressi in lire/kWh) sono i costi unitari riconosciuti rispettivamente alla produzione termoelettrica ed alle importazioni.

Il secondo addendo, C_b , è calcolato partendo dalla differenza tra la quantità totale di energia elettrica prodotta o importata nel bimestre ed il livello medio dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti.

Questa differenza viene moltiplicata per un valore unitario PB, espresso in lire/kWh, pari al gettito medio unitario effettivamente generato a livello nazionale nel bimestre dalla parte B della tariffa, e corretta per le perdite di energia elettrica registrate nel trasporto all'utenza finale ¹⁴⁾. $PB(1 - perdite)$ rappresenta quindi il gettito della parte B per unità di energia immessa in rete (prodotta o importata).

$$C_b = (Q_{tot} - Q_{tot}^o) PB(1 - perdite), \quad (2)$$

dove Q_{tot} è la produzione totale effettivamente prodotta nel bimestre (ad eccezione di quella da impianti che beneficiano di contributi ai sensi del provvedimento CIP 6/1992). Per stimolare la nuova produzione da fonti a ridotto impatto ambientale nel calcolo di questa parte del contributo vengono considerate non solo l'energia

importata (Q_m) e quella prodotta da impianti termoelettrici convenzionali (Q_t), ma anche quella prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (Q_i). Quindi:

$$Q_{tot} = Q_t + Q_m + Q_i, \quad (3)$$

mentre Q_{tot}^o è quella media degli stessi bimestri dei tre anni precedenti. Il contributo totale riconosciuto a ciascuna impresa è quindi definito come:

$$C = (C_t Q_t^o + C_m Q_m^o) + (Q_t + Q_m + Q_i - Q_t^o - Q_m^o - Q_i^o) PB(1 - perdite). \quad (4)$$

Se le quantità effettivamente prodotte o importate nel bimestre risultano pari alla media storica il secondo addendo è nullo. In questo caso, il contributo per unità di energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici o importata è tanto maggiore quanto minore è tale energia.

Se la produzione di energia elettrica nel bimestre è maggiore o minore di quella storica, il secondo addendo, riconoscendo un contributo unitario pari al gettito medio unitario della parte B della tariffa, assicura comunque che i contributi unitari sull'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici o importata siano tanto maggiori quanto minore è la quota di tale energia nel totale.

¹⁴⁾ La quota media di energia elettrica persa nel trasporto (*perdite*) è assunta pari a 0,065.

C.3) Copertura del fabbisogno per l'erogazione dei contributi riconosciuti

I contributi ai costi di energia sono finanziati attraverso la parte B della tariffa che ad ogni aggiornamento deve essere sufficiente a garantire l'equilibrio del conto costi energia, salvo scostamenti nel gettito imputabili a variazioni nella composizione dei consumi per classe di utenza. Il provvedimento prevede infatti ¹⁵⁾ che la parte B della tariffa sia fissata in modo da coprire il fabbisogno per il primo addendo dei contributi riconosciuti nel caso in cui a livello aggregato le quantità prodotte o importate nel bimestre fossero pari a quelle medie dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti. Vale a dire:

$$PB(1 - perdite) = \frac{\hat{C}_a}{\hat{Q}_{tot}^o}, \quad (5)$$

dove $\hat{C}_a$ è la somma degli elementi C_a dei contributi riconosciuti alle imprese e $\hat{Q}_{tot}^o$ è la quantità prodotta o importata in aggregato da tutte le imprese nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti.

Pertanto, a meno di variazioni non previste nella struttura dei consumi per classi di utenza, questo assicura il pareggio del conto costi energia ¹⁶⁾. Questo risultato deriva dall'articolazione del contributo in due parti valorizzate in modo diverso. Ciò consente di definire il contributo riconosciuto come funzione del gettito effettivamente

raccolto, compensando automaticamente eventuali errori di previsione dell'energia elettrica soggetta alla parte B della tariffa. Infatti, mentre nel primo addendo (C_a) la produzione e le importazioni sono valorizzate utilizzando i rispettivi costi unitari riconosciuti, nel secondo addendo (C_b) si utilizza il gettito unitario effettivo della parte B della tariffa. Variazioni del gettito effettivo del bimestre rispetto alle previsioni vanno quindi a modificare automaticamente il contributo riconosciuto ad ogni impresa produttrice-distributrice.

Se si abbandona l'ipotesi semplificatrice di invarianza della struttura dei consumi per classi di utenza dell'energia soggetta, il pareggio non è più assicurato ¹⁷⁾. Per assicurare comunque il pareggio il provvedimento prevede che, qualora nel bimestre il gettito della parte B della tariffa risulti superiore o inferiore al totale dei contributi riconosciuti alle imprese, i contributi saranno modificati nella misura necessaria a riportare in equilibrio il conto costi energia ¹⁸⁾.

¹⁵⁾ Art. 7, comma 2.

¹⁶⁾ È infatti immediato verificare che, sostituendo nella componente C_b dei contributi riconosciuti questo valore di $PB(1 - perdite)$, il gettito totale della parte B della tariffa eguaglia il totale dei contributi riconosciuti.

¹⁷⁾ Infatti, la differenziazione delle aliquote per categorie di utenza impedisce di fissare il gettito unitario $PB(1 - perdite)$, in modo univoco. *Ex post* l'uguaglianza tra gettito e contributi (di cui alla formula 4) si verifica solo se nel corso del bimestre la composizione dell'utenza non si è modificata rispetto a quanto ipotizzato al momento della determinazione delle aliquote.

¹⁸⁾ Art. 6, comma 14.

Per carenza di informazioni sulla totalità delle imprese produttrici ¹⁹⁾, per la determinazione del fabbisogno da coprire attraverso il gettito della parte B della tariffa nel primo bimestre di applicazione del provvedimento non sono state utilizzate le quantità medie dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, ma le previsioni formulate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per la produzione e le importazioni di energia elettrica per l'anno 1997 ²⁰⁾. In sede di prima liquidazione dei contributi riconosciuti potrebbero quindi verificarsi degli scostamenti tra il totale dei contributi riconosciuti e il gettito raccolto. Per questo il provvedimento proposto prevede che il primo aggiornamento della tariffa rettifichi l'eventuale squilibrio ²¹⁾.

C.4) Determinazione del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia termoelettrica e dell'energia importata.

Per la produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali i costi unitari variabili riconosciuti dell'energia elettrica sono determinati sulla base di un valore medio di costo unitario della caloria (V_t , in lire/kcal) calcolato con riferimento al prezzo di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali e di un indice di consumo specifico medio unico per tutti i tipi di impianti termoelettrici (R_t , in kcal/kWh). Il costo unitario variabile riconosciuto (C_t , espresso in lire/kWh) è determinato nel modo seguente:

$$C_t = R_t V_t, \quad (6)$$

dove R_t è fissato pari al consumo specifico medio della produzione netta degli impianti termoelettrici convenzionali nazionali nel 1996 ²²⁾ e V_t è determinato come descritto nell'Appendice 2.

Il costo unitario riconosciuto per l'energia elettrica importata (c_m , espresso in lire/kWh) è determinato nel modo seguente:

$$C_t = P_m + \alpha (R_t V_t - P_m), \quad \text{se } P_m < R_t V_t, \quad (7)$$

$$C_m = R_t V_t, \quad \text{se } P_m \geq R_t V_t, \quad (8)$$

dove P_m (in lire/kWh) è il costo medio dell'energia elettrica importata ed è determinato come media ponderata dei costi unitari delle importazioni effettuate negli ultimi quattro mesi rispetto al mese che precede il bimestre di applicazione, ove la ponderazione riflette le quantità effettivamente importate nello stesso periodo. Il parametro α riflette la quota del minor costo delle importazioni rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale riconosciuta all'importatore ²³⁾.

¹⁹⁾ Per il futuro, il provvedimento richiede che entro l'8 agosto 1997, le imprese produttrici dichiarino alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le quantità di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e da altri impianti in ogni bimestre degli anni 1994, 1995, 1996 e del primo semestre 1997. Entro la stessa data, l'Enel deve dichiarare le quantità di energia elettrica importata ed esportata in ciascun bimestre dello stesso periodo.

²⁰⁾ Si veda l'Allegato B del verbale della riunione del Comitato di gestione del 12 marzo 1997, approvato il 25 aprile 1997.

²¹⁾ Art. 8, comma 1.

²²⁾ L'indice di consumo specifico (R_t) è fissato pari a 2290 kcal/kWh.

²³⁾ Il parametro α è fissato pari a 0,20.

Tale meccanismo di riconoscimento dei costi delle importazioni stimola l'importazione di energia elettrica a costi inferiori a quello medio della produzione termoelettrica nazionale, in quanto all'importatore viene riconosciuta una quota (*alfa*) del minor costo delle importazioni rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale. Al contrario l'importazione di energia a costi superiori a quello medio della produzione termoelettrica nazionale è fortemente disincentivata, in quanto il maggior costo dell'energia importata rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale resta completamente a carico dell'importatore.

C.5) Variazioni del costo unitario riconosciuto e aggiornamento automatico della parte B della tariffa

Il costo unitario riconosciuto dei combustibili V_i viene ricalcolato con cadenza bimestrale. Qualora si registrassero variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% rispetto al valore preso precedentemente come riferimento, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede ad aggiornare la Parte B della tariffa, mantenendo invariata l'articolazione per classi di utenza.

D) Gestione dei conti presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico

D.1) Istituzione dei nuovi conti relativi alle componenti tariffarie della parte A ed alla parte B della tariffa

A decorrere dall'1 luglio 1997 la Cassa conguaglio per il settore elettrico dovrà provvedere a quanto segue:

- istituire appositi nuovi conti per ciascuna delle componenti tariffarie A1, A2 e A3;
- considerare il "conto onere termico" attivo esclusivamente per le operazioni di ripianamento relativamente alla gestione degli anni 1994, 1995, 1996 e del primo semestre 1997;
- far confluire il "conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" nel nuovo conto relativo alla componente A3;
- istituire il "conto costi energia" per la parte B della tariffa.

La Cassa conguaglio per il settore elettrico cura la gestione amministrativa dei suddetti conti provvedendo anche alla determinazione dei contributi spettanti a ciascuna impresa produttrice-distributrice e importatrice-distributrice e alla loro liquidazione.

D.2) Versamenti alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

Le imprese distributrici sono tenute a versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, per ogni bimestre, gli importi relativi alle componenti della parte A ed alla parte B della tariffa, in relazione all'energia elettrica venduta nello stesso bimestre.

Per ridurre il flusso dei fondi movimentati dai conti, evitando inutili duplicazioni di trasferimenti, le imprese distributrici che ne hanno diritto sono autorizzate a trattenere il gettito relativo alla componente A1 entro i limiti delle loro spettanze al 30 giugno 1997. Inoltre, per la parte B della tariffa alle imprese produttrici-distributrici e importatrici-distributrici è concesso di trattenere, a titolo di acconto sui contributi spettanti per ciascun bimestre, un importo pari, di norma, al 95% dei contributi spettanti in relazione alle quantità prodotte e impostate nei bimestri corrispondenti del triennio precedente ²⁴⁾.

Appendice 1 - Esoneri

A1.1 Energia esonerata dal pagamento delle componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa

Il provvedimento proposto fa salvi i preesistenti esoneri dal pagamento dei sovrapprezzi. Le componenti inglobate della parte A e la parte B della tariffa non si applicano quindi all'energia elettrica:

- a) ceduta alle imprese distributrici;
- b) che le imprese produttrici-distributrici cedono a titolo di permuta ad altre imprese nazionali, sino a concorrenza dei ritiri di energia effettuati dalla stessa impresa nel corso di ciascun periodo contrattuale;
- c) che le imprese elettriche degli enti locali cedono ai Comuni per uso esclusivo dei servizi comunali nei limiti della produzione non ammessa al contributo a copertura dei costi di energia;
- d) fornita dall'Enel, ai sensi dell'art. 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel;
- e) destinata da società cooperative al soddisfacimento dei fabbisogni dei propri soci, nei limiti delle loro disponibilità di autoproduzione;
- f) prodotta e consumata dalle imprese autoproduttrici nei propri stabilimenti per le destinazioni consentite dagli artt. 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

²⁴⁾ In particolare, l'importo che l'impresa produttrice-distributtrice può trattenere è pari al minor valore tra.

$$\left\{ \begin{array}{l} 0,95C_a \\ 0,95C_a + C_t [(Q_t + Q_m + Q_l) - (Q_t^* + Q_m^* + Q_l^*)] \end{array} \right.$$

A1.2 Energia esonerata dalla parte B della tariffa ed assoggettata a regime speciale per le componenti della parte A

È esonerata dalla parte B e assoggettata per le componenti inglobate nella parte A esclusivamente alle aliquote specificate nella colonna A3bis della Tabella 3:

- a) l'energia elettrica ceduta alle utenze sottese, nei limiti della loro spettanza a tale titolo;
- b) l'energia elettrica ceduta dall'Enel alle Ferrovie dello Stato ed alla Società Terni e sue aventi causa nei limiti dei quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, ed all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165;
- c) l'energia elettrica fornita ai comuni rivieraschi e destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'art. 52 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli artt. 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959.

Appendice 2 - Determinazione del costo unitario riconosciuto dei combustibili

Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (V_t) è fissato sulla base del prezzo medio di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali (P_t), rilevato negli ultimi quattro mesi rispetto al mese che precede il bimestre di applicazione:

$$V_t = \frac{(P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4} + P_{t-5})}{4.000} \quad (9)$$

Per il bimestre luglio-agosto 1997 invece, il prezzo medio del paniere di combustibili fossili (V_0) è calcolato sulla base delle quotazioni medie sui mercati internazionali nei mesi da dicembre 1996 a maggio 1997 ²⁵⁾:

$$V_0 = \frac{(P_{12/96} + P_{1/97} + P_{2/97} + P_{3/97} + P_{4/97} + P_{5/97})}{6.000} \quad (10)$$

Il prezzo medio del paniere di combustibili fossili (P) ²⁶⁾ è determinato, per ogni mese, come media ponderata di tre indici di mercato, uno per il carbone (P_{carbone}), uno

²⁵⁾ Nel bimestre luglio-agosto il prezzo medio del paniere è pari a 23,343 L/Mcal.

²⁶⁾ Per semplificare la rappresentanza nel seguito viene omissso il riferimento al tempo dal momento che tutti i simboli in ogni equazione si riferiscono al medesimo periodo.

per gli oli combustibili (P_{oli}) ed uno per il gas naturale ($P_{gas\ naturale}$), dove i pesi riflettono la struttura del fabbisogno complessivo di combustibile. Il prezzo del paniere è calcolato come segue:

$$P = F_{carbone} P_{carbone} + F_{oli} P_{oli} + F_{gas\ naturale} P_{gas\ naturale} \quad (11)$$

dove:

– P è il prezzo del paniere espresso in lire/Mcal;

– $P_{carbone}$, P_{oli} e $P_{gas\ naturale}$ sono gli indici espressi in lire/Mcal rispettivamente per il carbone, l'olio combustibile ed il gas naturale;

– $F_{carbone}$, F_{oli} e $F_{gas\ naturale}$ sono i pesi rispettivamente per il carbone, l'olio combustibile ed il gas naturale.

La Tabella A2-1 mostra come viene costruita la struttura dei pesi. Il fabbisogno è rapportato alla produzione nazionale complessiva di energia termoelettrica prevista per il 1997, pari a circa 147 miliardi di kWh. In relazione ai diversi rendimenti termoelettrici, il fabbisogno totale è di circa 336 miliardi di Mcal. Di questi, il 16,72% è relativo al carbone, il 60,45% è relativo agli oli combustibili ed il 22,83% al metano.

Tabella A2-1

TIPO DI COMBUSTIBILE	Energia prodotta	Consumo specifico	Fabbisogno energetico	Pesi
	<i>kWh x 10⁹</i>	<i>Mcal/kWh</i>	<i>Mcal x 10⁹</i>	%
Carbone	23,737	2,364	56,115	16,72
Olio combustibile	90,105	2,251	202,825	60,45
Gas naturale	33,148	2,311	76,606	22,73
TOTALE	146,990		335,546	100,00

Ne segue che:

$$P = 0,1672 P_{carbone} + 0,6045 P_{oli} + 0,2273 P_{gas\ naturale}. \quad (12)$$

A2.1 Indice carbone

L'indice per il carbone è stato costruito come media pesata dei prezzi del carbone importato, a cui è stato aggiunto il costo di posizionamento franco centrale.

La formula utilizzata per il calcolo dell'indice $P_{carbone}$ è la seguente:

$$P_{carbone} = \frac{(P_{CIF} + T_{carbone})}{6,3}, \quad (13)$$

dove:

– P_{CIF} è il prezzo medio CIF espresso in lire/kg;

– $T_{carbone}$ è il costo di posizionamento' franco centrale per il carbone, assunto pari a 14,1 lire/kg.

– 6,3 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per il carbone espresso in Mcal/kg;

Il prezzo P_{CIF} viene calcolato come segue:

$$P_{CIF} = (P_{FOB} + P_{nolo}) \frac{E}{1000}, \quad (14)$$

dove:

– P_{FOB} è il prezzo medio FOB espresso in US\$/MT;

– P_{nolo} è il prezzo medio del nolo, il cui valore, pari a 9,96 US\$/MT, è stato calcolato come media pesata dei noli relativi ai singoli paesi di provenienza, come specificato in Tabella A2-2:

Tabella A2-2

	USA	Sud Africa	Cina	Polonia	Colombia	Venezuela
Percentuale	51,8	29,2	4,3	4,3	8,2	2,2
Nolo (US\$/MT)	9,29	11,34	9,00	8,00	10,00	13,00
media pesata = 9,96						

– E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in lire/US\$.

Il prezzo P_{FOB} è la media ponderata delle quotazioni dei prezzi FOB del carbone proveniente da diversi paesi, indicate su *Coal Week International* nella tabella *Current Steam Coal Price*, dove i pesi riflettono le percentuali di provenienza relative alle importazioni Enel di carbone del 1996, mostrate in Tabella A2-3.

Tabella A2-3

	USA	Sud Africa	Cina	Polonia	Colombia	Venezuela
Importaz. 1996 (MT*10 ³)	4225	2380	350	350	180	670
Percentuale	51,8	29,2	4,3	4,3	8,2	2,2

Il prezzo P_{FOB} è calcolato come segue:

$$P_{FOB} = 0,518P_{FOB}^{USA} + 0,292P_{FOB}^{SA} + 0,043P_{FOB}^{Cin} + 0,043P_{FOB}^{POL} + 0,082P_{FOB}^{COL} + 0,022P_{FOB}^{VEN} \quad (15)$$

dove:

P_{FOB}^{USA} , P_{FOB}^{SA} , P_{FOB}^{Cin} , $P_{FOB}^{Pol.}$, P_{FOB}^{Col} e $P_{FOB}^{Ven.}$, sono i prezzi FOB espressi in US\$/MT per il carbone proveniente rispettivamente da USA, Sud Africa, Cina, Polonia, Colombia e Venezuela.

In particolare:

1. P_{FOB}^{USA} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB dei seguenti carboni: USA ROADS (12500 BTU 1,0% S 10% ASH), USA BALTIMORA (12500 BTU 1,0% S 10% ASH), USA GULF COAST (12500 BTU 1,0% S 12% ASH);
2. P_{FOB}^{SA} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: RICHARDS BAY (11500 BTU 1,0% S 16% ASH);
3. P_{FOB}^{Cin} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: QINHUANGDAO (11200 BTU 0,8% S 8% ASH);
4. $P_{FOB}^{Pol.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: BALTIC PORTS (12600 BTU 0,8% S 8,5% ASH);
5. $P_{FOB}^{Col.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: (11800 BTU 0,8% S 8% ASH);
6. $P_{FOB}^{Ven.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: MARACAIBO (12600 BTU 0,8% S 7% ASH).

A2.2 Indice olio combustibile

In relazione alle specifiche ambientali ed alle tecnologie disponibili, le centrali utilizzano combustibili di diversa qualità e provenienza. Il principale elemento di distinzione è rappresentato dal tenore di zolfo. Il tenore medio di zolfo degli acquisti Enel nel 1996 è risultato pari all'uno per cento. Tale valore è però il risultato di un mix comprendente il 17% di olio a bassissimo tenore di zolfo (STZ), la cui maggiore quotazione rispetto al BTZ (con tenore di zolfo pari all'uno per cento) è più che proporzionale al minore tenore di zolfo. Di ciò si tiene conto nella definizione dell'indice olio combustibile.

La formula utilizzata per il calcolo dell'indice è la seguente:

$$P_{oli} = \frac{\left[(0,80P_{BTZ}K + 0,20C_{STZ}P_{STZ}) \frac{E}{1000} + T_{oli} + A \right]}{9,8} \quad (16)$$

dove:

– T_{oli} è il costo del posizionamento franco centrale per gli oli combustibili, assunto

pari a 10,3 lire/kg;

– K è un parametro, che esprime il rapporto tra quotazioni CIF Italia e quotazioni CIF NWE, assunto pari a 1,04;

– A è il valore corrente dell'accisa, pari a 28,4 lire/kg.

– E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in lire/US\$;

– 9,8 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg;

P_{BTZ} ed P_{STZ} sono quotazioni medie ricavate dal "Platt's European MarketScan". In particolare, il prezzo P_{BTZ} è la quotazione BTZ 1% Fuel Oil Cargoes CIF NWE Basis ARA espressa in US\$/MT indicata sul "Platt's Oligram Price Report" nella tabella "European Monthly Average Prices, European Bulk" ed il prezzo P_{STZ} è la quotazione STZ ESTIMATED NY SPOT (Cargo No.6 0,3%S LP) espressa in US\$/bbl indicata sul "Platt's Oligram Price-Average Supplement". C_{STZ} è il fattore di conversione da barili a tonnellate metriche di STZ CIF NY, corrispondente alla densità media di riferimento riportata sul Platt's, pari a 6,7.

A2.3 Indice gas naturale

L'indice per il gas naturale è definito da una formula simile a quella utilizzata contratto stipulato fra Enel e Snam vigente alla data del provvedimento.

La formula per il calcolo dell'indice $P_{gasnaturale}$ è la seguente:

$$P_{gasnaturale} = \left[\frac{(0,5P_{BTZ} + 0,5P_{GREGGI})}{9,8} \frac{E}{1000} \frac{T_{gasnaturale}}{8,25} \right], \quad (17)$$

dove:

– 9,8 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg ed 8,25 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per il gas naturale espresso in Mcal/mc;

– $T_{gasnaturale}$ è il costo del posizionamento franco centrale per il gas naturale, assunto pari a 54 lire/mc;

– E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in lire/US\$;

– P_{BTZ} , espresso in US\$/MT, è lo stesso prezzo utilizzato per il calcolo di P_{oli} ;

– P_{GREGGI} è la media pesata, espressa in US\$/MT, delle quotazioni di un paniere di quattro greggi. I greggi utilizzati sono quei greggi inclusi come riferimento nel contratto stipulato fra Enel e Snam vigente alla data del provvedimento ed effettivamente importati in Italia. I pesi riflettono le percentuali di provenienza relative alle importazioni Enel di greggi del 1996, mostrate in Tabella A2-4.

La formula per il calcolo di P_{GREGGI} è la seguente:

$$P_{GREGGI} = 0,57 C_{AL} P_{AL} + 0,15 C_{IL} P_{IL} + 0,18 C_{SB} P_{SB} + 0,10 C_{SB} P_{SB} \quad (18)$$

dove:

- P_{AL} e C_{AL} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio *Arabian Light*;
- P_{IL} e C_{IL} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio *Iranian Light*;
- P_{SB} e C_{SB} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio *Saharian Blend*;
- P_Z e C_Z sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio *Zuetina*.

Le quotazioni mensili ed i fattori di conversione dei greggi sono ricavate dal "Platt's Oilgram Price Report" nella tabella "World Crude Oil Price" (FOB Breakeven price).

Tabella A2-4

	Arabia Saudita	Iran	Egitto	Libia
Importazioni 1996 (MT*10 ³)	5950	1596	1873	1036
Percentuale	57	15	18	10
Greggio	<i>Arabian Light</i>	<i>Iranian Light</i>	<i>Saharian Blend</i>	<i>Zuetina</i>
C_i (obb/MT)	7,374	7,374	7,819	7,686

Presupposti per l'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il quinto bimestre (settembre-ottobre) 1997 ai sensi della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97

1. Nel quinto bimestre, settembre - ottobre, 1997 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.5 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, è diminuito del 3.87% rispetto al bimestre precedente, passando da 23.343 a 22.440 lire/Mcal.

2. La diminuzione di cui sopra riflette andamenti differenziati dei prezzi di combustibili del paniere di riferimento. Vale a dire:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0.1672, è aumentato del 2.2% rispetto al bimestre precedente. L'incremento è da attribuirsi al deprezzamento della lira nei confronti del dollaro nei mesi di riferimento. L'aumento del rapporto di cambio lira/dollaro ha infatti più che compensato la contestuale riduzione delle quotazioni dei carboni di riferimento espresse in dollari;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0.6045, si è ridotto del 4.4%. In questo caso l'effetto cambio è stato dominato dalla riduzione delle quotazioni degli oli e dei greggi di riferimento espresse in dollari;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0.2283, è diminuito del 5.1%. Anche per il gas l'effetto cambio è stato dominato dalla riduzione delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari.

Il costo unitario riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è sceso a 51.388 lire/kWh, contro le 53.455 lire/kWh del quarto bimestre 1997, stante il valore di 2290 kcal/KWh attribuito al consumo specifico.

3. Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1 della deliberazione n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 settembre 1997.

L'aliquota media della parte B della tariffa viene determinata moltiplicando Ct per la quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia, definita quest'ultima come il rapporto tra energia ammessa ai contributi di cui all'art. 6 della deliberazione n. 70/97 (energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili ed energia importata) ed energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della stessa deliberazione).

Rispetto al sesto bimestre, luglio - agosto, la parte B della tariffa viene ridotta del 2.93%; l'aliquota media passa da 44.44 lire/kWh a 43.14 lire/kWh. Le aliquote relative alla parte B della tariffa per ogni categoria di utenza sono proporzionalmente diminuite.

4. La diminuzione del 3.87% del costo riconosciuto dei combustibili, e quindi nel costo riconosciuto dell'energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, si è tradotta in una diminuzione meno che propor-

zionale, pari al 2.93%, nella parte B della tariffa per la concomitanza di due ulteriori fattori:

a) la rettifica, prevista dall'art. 8, comma 8.1, della deliberazione n. 70/97, delle differenze tra la parte B della tariffa come determinata all'1 luglio 1997 e quanto previsto, per la determinazione di tale parte, dall'art. 7, comma 7.2 della stessa deliberazione. Tali differenze sono imputabili alla limitata disponibilità di dati relativi ai valori bimestrali della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia. In particolare, ad un valore inizialmente stimato sulla base di previsioni annuali da fonte Cassa congruaglio per il settore elettrico, pari a 0.8314, fa riscontro un valore stimato sulla base di dati riferibili al bimestre considerato, pari a 0.8293;

b) un aumento, rispetto al bimestre precedente, della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia. In particolare, si passa da un valore pari a 0.8293 per il IV bimestre 1997 a un valore pari a 0.8394 per il V bimestre 1997.

5. La diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa da 44.44 lire/kWh a 43.14 lire/kWh può essere quindi scomposta nelle tre sue componenti:

- una diminuzione, da 44.44 lire/kWh a 44.33 lire/kWh, dovuta alla rettifica di cui si è detto al precedente punto a);

- un aumento, da 44.33 lire/kWh a 44.87 lire/kWh, dovuto alla variazione, tra il IV ed il V bimestre, della quota di energia elettrica ammessa al contributo;

- una diminuzione, da 44.87 lire/kWh a 43.14 lire/kWh, dovuta alla diminuzione del costo riconosciuto Ct. Tale diminuzione è proporzionale alla variazione del costo riconosciuto dei combustibili e, quindi, del costo riconosciuto dell'energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali.

6. Come previsto a titolo transitorio dall'art. 8, comma 8.3 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, l'aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa comporta un aumento automatico di pari misura della componente della tariffa (componente A1) destinata al ripianamento del conto onere termico ordinario, mentre le altre componenti della parte A non sono modificate. Di conseguenza, le tariffe all'utenza rimangono per il bimestre settembre - ottobre 1997 invariate rispetto al bimestre precedente.

Presupposti per l'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il sesto bimestre (novembre-dicembre) 1997 ai sensi della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 e modifica dell'art. 6, comma 6.14 della medesima deliberazione

1. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

1.1 A decorrere dall'1 novembre 1997 la parte B della tariffa deve essere aumentata del 6,19% rispetto ai valori in vigore per il quinto bimestre settembre-ottobre 1997. Le aliquote relative alla parte B della tariffa, di cui alla tabella 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 agosto 1997 n. 92/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 204 del 2 settembre 1997, sono proporzionalmente aumentate. Ciò comporta per il sesto bimestre dell'anno (mesi di novembre e dicembre 1997) un aumento medio del 4,0% delle componenti inglobate in tariffa ai sensi della deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1997 ed un aumento medio dell'1,5% della tariffa all'utenza al netto delle imposte. L'aumento della parte B della tariffa è il risultato di due effetti, uno di prezzi ed uno di quantità.

1.2 Con riferimento ai prezzi, si è registrato un aumento del 4,2% rispetto al quinto bimestre 1997 del costo unitario riconosciuto dei combustibili di cui all'allegato 1 della deliberazione n. 70/97. Il costo unitario riconosciuto dei combustibili nel sesto bimestre 1997 ha infatti raggiunto le 23,374 lire/Mcal, contro le 22,440 lire/Mcal del bimestre precedente. Questo aumento complessivo può essere scomposto per tipo di combustibile del paniere come segue:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,883 a 14,990 lire/Mcal (+0,7%). L'aumento è da attribuirsi al deprezzamento della lira nei confronti del dollaro nei mesi di riferimento. L'aumento del rapporto di cambio lira/dollaro ha infatti più che compensato la contestuale riduzione delle quotazioni dei carboni di riferimento espresse in dollari;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 22,672 a 23,720 lire/Mcal (+4,8%). In tale caso il deprezzamento della lira rispetto al dollaro ha amplificato l'aumento delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 27,457 a 28,596 lire/Mcal (+4,2%). Anche per il gas l'aumento è il risultato dell'effetto del deprezzamento della lira rispetto al dollaro e dell'incremento delle quotazioni espresse in dollari.

Per effetto dell'aumento del costo unitario riconosciuto dei combustibili (V_t), di cui all'art. 6, comma 6.8 della deliberazione n. 70/97, il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali risulta aumentato a 53,526 lire/kWh, contro le 51,388 lire/kWh del quinto bimestre 1997.

1.3 Con riferimento alle quantità, nel sesto bimestre 1997 si è registrato un aumento