

## **PRESUPPOSTI E FONDAMENTI DELL'AGGIORNAMENTO DEI PREZZI DI CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEI CONTRIBUTI RICONOSCIUTI ALLA NUOVA ENERGIA PRODOTTA DA IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI ED ASSIMILATE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 20, COMMA 1, E 22, COMMA 5, DELLA LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 9**

### **1. Introduzione**

L'art. 20, comma 1, della 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), aveva affidato al Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP) il compito di definire sia i prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel ed al vettoriamento, sia i parametri relativi allo scambio per l'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali e di aggiornare tali prezzi e parametri, con cadenza almeno biennale, *“in base al criterio dei costi evitati”*.

L'art. 22, comma 5, della medesima legge aveva affidato al CIP il compito di definire sia i prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel ed al vettoriamento, sia i parametri relativi allo scambio per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate e di aggiornare tali prezzi e parametri, con cadenza almeno biennale, *«assicurando prezzi e parametri incentivanti»* alla nuova produzione di energia elettrica ottenuta dalle fonti energetiche suddette. Al CIP era affidato, altresì, il compito di definire le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità nel caso di impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili.

Il provvedimento del CIP 29 aprile 1992, n.6 (di seguito: provvedimento del CIP n. 6/92), attuativo della legge n. 9/91, aveva stabilito una struttura di prezzi di cessione e di contributi, articolata tra componenti di costo evitato di produzione per il sistema elettrico nazionale (nelle tre voci di: impianto; esercizio, manutenzione e spese generali connesse; combustibile) ed una componente di incentivazione correlata ai maggiori costi delle specifiche tecnologie di generazione elettrica rispetto a quelli dell'impianto preso a riferimento per determinare il costo evitato di produzione. L'ulteriore componente incentivante, determinata in base ad una rata annua di ammortamento per otto anni al tasso reale del 7%, veniva corrisposta al fine di consentire un recupero accelerato del capitale investito.

Inoltre, il provvedimento del CIP n. 6/92 aveva introdotto un meccanismo di aggiornamento annuale degli stessi prezzi e contributi, applicato dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa conguaglio o CCSE), in ragione dell'andamento annuale dell'inflazione in modo da mantenere stabile il valore del tasso reale di remunerazione dell'investimento e quindi proteggere

l'incentivazione dall'erosione monetaria soprattutto se essa – come avviene in questo caso – è distribuita in un arco di tempo sufficientemente ampio.

L'aggiornamento almeno biennale, ai sensi degli articoli 20, comma 1, e 22, comma 5, della legge 9/91, era di competenza del CIP e, successivamente, del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria), in quanto subentrato al CIP in tale competenza. L'aggiornamento almeno biennale non è mai stato adottato né dal CIP, né dal Ministero dell'industria. La legge 14 novembre 1995, n.481 (di seguito: legge n. 481/95), ha, infine, attribuito all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) anche questa competenza tra le funzioni esercitate.

L'Autorità ha avviato, con delibera 24 giugno 1998, n. 61/98, un procedimento per la formazione del provvedimento di aggiornamento previsto dagli articoli 20, comma 1, e 22, comma 5, della legge n. 9/91. In data 5 febbraio 1999 ha diffuso il documento per la consultazione "*Linee guida e proposte ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione all'Enel Spa e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate*" (di seguito: *Linee guida*) allo scopo di offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di inviare memorie scritte in merito alle modalità applicative dell'aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi definiti dal provvedimento del CIP n. 6/92.

L'analisi del quadro normativo vigente in Italia in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate, nonché l'esame dello stato dei programmi realizzativi dei soggetti interessati sono ampiamente trattati nella parte I delle *Linee guida*, alla quale si rimanda per eventuali approfondimenti.

Completato il processo di consultazione - al termine del quale sono pervenute quarantuno memorie scritte da parte dei soggetti - l'Autorità con la deliberazione in oggetto applica il disposto degli articoli 20, comma 1, e 22, comma 5, della legge n. 9/91.

La presente relazione tecnica è composta dall'introduzione e da altri tre capitoli. Il secondo capitolo illustra brevemente la proposta di aggiornamento contenuta nel documento *Linee guida* ed i principali aspetti critici emersi dalle memorie inviate all'Autorità e che sono state considerate nella stesura della presente deliberazione. Il terzo capitolo presenta le motivazioni che dal punto di vista economico hanno portato l'Autorità a modificare significativamente il metodo dell'aggiornamento rispetto a quanto proposto nel documento *Linee guida*, nonché un'analisi comparativa dei benefici ambientali derivanti dal programma di incentivazione messo in atto dal provvedimento del CIP n. 6/92 rispetto a quello di ipotetici scenari alternativi di produzione di energia elettrica. Il quarto capitolo descrive il contenuto della deliberazione in oggetto, con particolare riguardo alle modalità di aggiornamento. Infine, nell'Appendice

A viene allegato l'elenco dei soggetti che hanno inviato osservazioni scritte al documento per la consultazione *Linee guida* del 5 febbraio. Nell'Appendice B sono sinteticamente presentati i dati desunti dalla ricerca di mercato avvalorata dalle informazioni fornite da qualificati operatori del settore termoelettromeccanico nazionale ed estero in merito ai costi di investimento di un ciclo combinato di più recente tecnologia.

## **2. La proposta di aggiornamento contenuta nel documento dell'Autorità *Linee guida* e le principali osservazioni emerse dal procedimento di consultazione**

La proposta di aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi contenuta nel documento *Linee guida* del 5 febbraio si basava sul concetto di “*costo evitato medio di programma*” riferito al periodo 1992-1999. Pertanto, il costo evitato di impianto del 1999, ricavato dall'analisi di mercato, avrebbe contribuito a formare il valore medio dei costi evitati di impianto unitamente ai valori aggiornati annualmente dalla Cassa conguaglio. Conseguentemente per tutti i soggetti veniva fissato lo stesso valore di costo evitato di impianto a partire dall'1 gennaio 1999, in tal modo penalizzando quei produttori che avevano sostenuto l'investimento nei primi anni di vigenza del provvedimento del CIP rispetto a quelli entrati in esercizio successivamente e quindi con costi di investimento inferiori rispetto a quelli del 1992 per effetto del progresso tecnologico.

Dal punto di vista dell'ambito di applicazione, la proposta di aggiornamento prevedeva una differente modalità di aggiornamento per le cosiddette *iniziative prescelte* (di cui all'art. 3, comma 7, secondo periodo, della legge n. 481/95) e per le *altre iniziative* (di cui all'art. 3, comma 7, quarto periodo, della legge n. 481/95), la quale viene nel dettaglio descritta nella parte II del documento *Linee guida*.

In esito alle memorie inviate dai soggetti relativamente sia alle modalità di aggiornamento proposte sia all'estensione soggettiva dell'intervento dell'Autorità, è stato possibile individuare le seguenti osservazioni.

- a) L'Autorità non sarebbe legittimata ad aggiornare i prezzi di cessione per le iniziative di cui all'art. 3, comma 7, secondo periodo, della legge n. 481/95 il quale stabilisce che le tariffe determinate dal provvedimento del CIP n. 6/92 devono rimanere “congelate” per tutta la durata dei contratti (salvo che per gli aggiornamenti annuali previsti all'interno del provvedimento stesso). Il quarto periodo dal comma 7 dispone, invece, che le tariffe attinenti alle “*altre iniziative*” possono essere modificate tenendo conto dei parametri individuati dall'art. 22, comma 5, della legge n. 9/91 e dall'art. 1 della legge n. 481/95. L'Autorità, con un eventuale provvedimento di aggiornamento, interverrebbe a “censurare” l'omissione del CIP e del Ministero dell'industria nel periodo intercorrente tra il 1992 e il 1998, ma

ciò non sarebbe possibile perché il contenuto del provvedimento del CIP n. 6/92 è stato “cristallizzato” dall’art. 3, comma 7, della legge n. 481/95 la quale è una “legge provvedimento” che “congela” la disciplina del CIP n. 6/92 rendendola sostanzialmente imm modificabile per tutte le “*iniziative prescelte*” (anche quelle senza convenzione preliminare) sia attraverso un atto amministrativo sia attraverso una legge.

- b) Applicando la modalità di aggiornamento che nel documento *Linee guida* era stata definita come “*costo evitato medio di programma*” l’Autorità modificherebbe valori di costi evitati che in realtà sono dati e definiti in un certo momento, in quanto dipendenti da un livello specifico di tecnologia. L’interpretazione autentica degli artt. 20 e 22 della legge n. 9/91 prevedeva, infatti, una successione temporale di provvedimenti del CIP in modo da: i) adeguare i prezzi di cessione, definiti con il provvedimento iniziale, per mantenere stabili nel tempo i valori fissati al variare dell’inflazione; ii) cogliere la dinamica del costo evitato in seguito all’evoluzione tecnologica nel settore della generazione elettrica. Per il primo di questi motivi, il CIP ha previsto, all’interno del provvedimento n. 6/92, al titolo II, comma 7, un meccanismo di aggiornamento (ovvero di indicizzazione) del costo evitato di impianto in funzione dell’indice Istat che risponde a questa esigenza, mentre l’aggiornamento del costo del combustibile viene previsto in funzione dell’evoluzione dei costi effettivi. Il provvedimento del CIP n. 6/92, pertanto, può essere considerato la prima ed unica attuazione che ricevette il disposto dell’art. 20, comma 1, e dell’art. 22, comma 5 della legge n. 9/91.

In effetti, il quarto “visto” del provvedimento del CIP n. 6/92 richiama l’evoluzione tecnologica e fa supporre la previsione di successivi provvedimenti che si sarebbero applicati alle iniziative proposte dopo quelle rientranti nel provvedimento n. 6/92: ciò avrebbe dato origine a diverse curve di prezzo con origine differenziata nel tempo e nel livello ma, in assenza di inflazione o, il che è equivalente con prezzi a moneta costante, con la stessa inclinazione (ovvero famiglie di impianti a cui si applicherà un diverso prezzo in relazione al costo evitato da cui esso discende). Il metodo proposto dall’Autorità, invece, non solo regolerebbe i prezzi per le convenzioni da stipulare nell’intervallo tra la sua emanazione ed il provvedimento successivo ma interverrebbe anche sul regime tariffario di convenzioni già stipulate, in vigenza del provvedimento precedente con dubbi effetti retroattivi. L’unica possibilità sarebbe avere una successione di prezzi tra loro indipendenti che non si influenzano reciprocamente.

- c) Il CIP avrebbe applicato correttamente l’aggiornamento biennale previsto dagli artt. 20 e 22 della legge n. 9/91 attraverso il meccanismo di indicizzazione previsto al suo interno, con la sua riduzione da due anni ad un anno. L’aggiornamento, pertanto, è stato applicato: il disposto previsto dal comma 5 dell’art. 22 è stato attuato proprio tramite l’indicizzazione prevista dal titolo II, punto 7, del provvedimento del CIP n. 6/92, quindi

l'Autorità non può esercitare un potere di aggiornamento con modalità diverse ed ulteriori rispetto a quelle previste dal provvedimento stesso.

- d) Non risulta più ragionevole la distinzione proposta nel documento *Linee guida* tra gli impianti dei produttori terzi e quelli delle imprese produttrici-distributrici in quanto il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) prevede anche per questi ultimi soggetti la stipula di una convenzione con il gestore della rete di trasmissione nazionale limitata ai primi otto anni di esercizio dell'impianto e pertanto essi, dal punto di vista contrattuale, risultano equiparati ai terzi produttori.
- e) In base alla legge n. 481/95 le “*altre iniziative*” sarebbero quelle programmate oltre le date indicate nella legge stessa, ovvero le proposte di cessione ordinate all'interno della settima, ottava e nona graduatoria di priorità e mai ammesse a verifica di compatibilità a seguito dell'emanazione del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997. Oggi, tale insieme potrebbe includere gli impianti realizzati ai sensi delle ordinanze del Ministro dell'interno delegato per il coordinamento civile, emanate per fronteggiare l'emergenza rifiuti in alcune regioni italiane. Le “*altre iniziative*”, pertanto, non sono gli impianti dell'Enel o delle imprese elettriche degli enti locali, come proposto nel documento *Linee guida*, perché anche questi ultimi erano inseriti, non nelle graduatorie, ma nel documento sulla “*Situazione delle iniziative*”, predisposto semestralmente dall'Enel Spa (di seguito: Enel), ai sensi del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992.

A seguito del processo di consultazione, è stata formulata una diversa modalità di aggiornamento che si basa sulla successione di costi evitati nel tempo e non sulla revisione, attraverso una media di programma, del costo evitato fissato in un certo momento ed unico per tutti gli impianti a partire dal 1999. Da qui la proposta, descritta nel seguito, di un insieme di annate di costi evitati in relazione al momento in cui il soggetto ha intrapreso le azioni che qualificano l'investimento.

### **3. Le ragioni economiche alla base del provvedimento di aggiornamento**

In relazione alla struttura tariffaria definita dal CIP nel 1992, la legge n. 9/91 aveva quindi previsto successivi provvedimenti di aggiornamento, aventi cadenza almeno biennale, che avrebbero dovuto ridefinire i prezzi ed i contributi in base al criterio dei costi evitati per il sistema elettrico nazionale. La successione di tali aggiornamenti avrebbe avuto anche l'effetto di prevenire (ingiustificati) incrementi del tasso reale di remunerazione in ragione

dell'innovazione tecnologica nel settore della generazione elettrica, nel caso di una consistente riduzione nei costi di investimento degli impianti da fonti convenzionali e di un sensibile miglioramento nei rendimenti termodinamici degli stessi.

E' possibile ritenere che l'aggiornamento disposto dalla norma trovi la sua ragione nella cadenza biennale se si considera che il periodo standard di costruzione dell'impianto preso a riferimento del costo evitato dal CIP nel 1992 risulta pari a 24 mesi. Pertanto, tale periodo può essere considerato rappresentativo di una ben individuata tecnologia impiantistica che non varia nel corso della realizzazione dell'opera e per tutta la durata del contratto di produzione di energia. Il costo evitato fissato per l'anno 1992 con il provvedimento del CIP n. 6/92 diventa, quindi, il riferimento di costi sostenuti per impianti costruiti nel biennio 1993-1994 e che sono entrati in esercizio entro il 31 dicembre 1996.

Conseguentemente è possibile sostenere che i bienni di aggiornamento debbano decorrere dall'anno 1995, dal momento che il provvedimento del CIP n. 6/92 ha trovato applicazione a partire dal 1993, a seguito della formazione delle prime graduatorie a norma del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992. Pertanto, successivi ed eventuali provvedimenti di aggiornamento del CIP avrebbero ridefinito i costi evitati di generazione per il sistema elettrico nazionale da riconoscere ad impianti costruiti nei bienni 1995-1996 e 1997-1998, ed aventi entrata in esercizio compresa, rispettivamente, nei bienni 1997-1998 e 1999-2000.

Oggi si riscontra che, in assenza del meccanismo di aggiornamento biennale, a favore degli impianti entrati in esercizio dopo il 1996 (periodo successivamente al quale non sono da ritenersi più congrui i costi evitati definiti dal CIP nel 1992, in quanto valori di riferimento, come richiamato sopra, solo per impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 1996) vengono riconosciuti corrispettivi tanto maggiori quanto più risulta distante la data di entrata in esercizio rispetto all'anno 1992 che definisce la struttura tariffaria in riferimento al costo della tecnologia allora esistente e presa a riferimento.

E' evidente che questo stato di cose contrasta con l'obiettivo di politica energetica nazionale, perseguito attraverso la legge n. 9/91, di incentivare l'entrata in esercizio degli impianti al fine di favorire lo sviluppo di una produzione nazionale da fonti rinnovabili ed assimilate dopo la rinuncia al nucleare.

La normativa, non prevedendo la decadenza dei diritti in caso di ritardata realizzazione degli impianti, poteva favorire comportamenti speculativi da parte dei soggetti interessati, premiando, di fatto, la loro inerzia nelle realizzazioni. Il decreto legislativo n. 79/99 ha colmato tale vuoto normativo imponendo, all'art. 15, comma 1, la rinuncia delle incentivazioni concernenti i provvedimenti di cui all'art. 3, comma 7, della legge n. 481/95 ai soggetti che non rispetteranno la data di entrata in esercizio dell'impianto indicata nelle convenzioni.

L'aggiornamento biennale dei prezzi di cessione e dei contributi dovrebbe, pertanto, partire da una revisione dei costi evitati in modo da aggiornarli alla luce dell'evoluzione tecnologica e tenendo conto dei nuovi elementi che caratterizzano oggi il sistema elettrico, quali l'andamento decrescente dei prezzi di offerta degli impianti, il progresso tecnico, il processo di liberalizzazione e di creazione del mercato elettrico ed i vincoli ambientali, di cui i produttori devono tenere sempre più conto. A queste considerazioni si deve aggiungere che, nella valutazione del costo evitato, occorre tenere conto che oggi il sistema elettrico nazionale si trova in una situazione di eccesso di capacità, condizione, questa, opposta a quella esistente quando fu emanata la legge n. 9/91.

L'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato per l'emanazione del provvedimento di aggiornamento previsto dalla legge n. 9/91, ha richiesto a qualificati operatori italiani ed esteri del settore elettromeccanico l'invio di offerte in merito ai costi di un ciclo combinato di nuova generazione, ritenendo tale impianto rappresentativo del costo evitato del sistema elettrico nell'anno 1999.

Dall'analisi di tali offerte nonché dai dati desunti dal "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", curato dall'Enea e diffuso nell'ambito della Conferenza nazionale energia e ambiente tenuta a Roma il 25-28 novembre 1998, emerge:

- a) una riduzione del costo di investimento dell'impianto a ciclo combinato gas-vapore preso a riferimento nel provvedimento CIP n. 6/92, il cui valore corrente era stato posto, all'epoca, pari a 1.400.000 Lire/kW e che oggi è attorno a 1.086.000 Lire/kW. Tuttavia, a seguito degli aggiornamenti annuali operati dalla Cassa conguaglio e parametrati in funzione dell'inflazione, il costo evitato di impianto è lievitato oggi ad oltre 1.820.000 Lire/kW (e come tale viene corrisposto a tutti i produttori, indipendentemente dalla data di entrata in esercizio dell'impianto);
- b) l'aumento del rendimento termodinamico delle attuali centrali a ciclo combinato, pari ad oltre il 52%, che ha superato considerevolmente quello dell'impianto preso a riferimento dal CIP nel 1992, che era stato stimato pari al 45,9%. Tuttavia, all'utenza non vengono trasferiti i benefici conseguenti alla riduzione dei consumi specifici di gas naturale;
- c) il raggiungimento di un maggior livello di competitività dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili ed assimilate, le cui tecnologie di conversione energetica hanno conseguito, come ad esempio nel caso dell'eolico, un livello di maturità e di diffusione tale da renderle ormai prossime alla competitività con costi del kWh prodotto confrontabili con i costi di quello ottenuto da fonte convenzionale.

Sulla base di queste considerazioni, l'Autorità propone con la presente deliberazione una successione di costi evitati nel tempo, tra loro indipendenti, che determina famiglie di prezzi e di contributi differenziate nei livelli e non più la modifica, a valere *erga omnes*, dei prezzi e dei contributi sulla base di una media determinata tenendo conto di un ipotetico "programma di

realizzazioni” che si sarebbe dovuto realizzare nel periodo 1992-1998, come indicato nelle *Linee guida* del 5 febbraio 1999.

### **3.1. Valutazione degli effetti sulla redditività di un investimento in assenza degli aggiornamenti biennali previsti dalla legge n. 9/91**

La valutazione degli effetti sulla redditività di un investimento in assenza degli aggiornamenti biennali viene svolta attraverso una semplice simulazione. L'esercizio numerico riguarda un impianto del tipo ciclo combinato con cogenerazione, caratterizzato da una potenza netta di 345 MW, con indice energetico  $I_{en}$  inferiore a 0,6, con entrata in esercizio, alternativamente, nel 1992, nel 1997 e nel 1999 ed in possesso di un contratto, di durata quindicinale, di cessione di energia elettrica totalmente destinata alla rete pubblica.

In tutti i tre casi si ipotizza che i costi operativi (di esercizio, manutenzione e spese generali connesse) riconosciuti dal CIP - e stabiliti presumibilmente in relazione ai costi dell'Enel - siano uguali a quelli effettivamente sostenuti dal produttore. E' un'ipotesi generosa in quanto è possibile ritenere che i terzi produttori abbiano costi medi operativi inferiori a quelli dell'Enel. Inoltre, poiché si sta considerando un impianto alimentato a fonte assimilata con indice energetico  $I_{en}$  inferiore a 0,6, in tutti i tre casi il costo convenzionale d'investimento riconosciuto dal provvedimento del CIP n. 6/92 per questo tipo di impianto è esattamente uguale a quello dell'impianto di riferimento. Infine, si suppone che l'investimento sia finanziato con capitale proprio nella misura del 30% del costo d'investimento e con capitale di terzi per la parte rimanente, e che l'aliquota d'imposizione sul reddito generato dal progetto sia pari al 50%.

Una sintesi dei risultati dell'esercizio numerico sono riportati nelle tavole 1, 2 e 3.

Nella tavola 1 si presenta il caso in cui l'impianto è entrato in esercizio nel 1992 sostenendo un costo di investimento esattamente pari a quello riconosciuto dalla tariffa, ossia 1.400.000 Lire/kW. Supponendo un costo medio reale del capitale pari al 5,1% e stimando l'inflazione media annua attesa nel periodo 1992-2006 pari al 2,6%, il costo medio del capitale a valori nominali risulta pari al 7,7%, tasso questo utilizzato per il calcolo del valore attualizzato netto dei flussi di cassa generati dall'investimento. Il consumo specifico di gas naturale per questo impianto è stabilito dal provvedimento del CIP n. 6/92 pari a 0,227 mc/kWh.

La simulazione dimostra che il soggetto recupera il capitale investito in circa 12 anni e nei successivi 3 anni previsti dal contratto è in grado di generare flussi netti di cassa attualizzati pari a 186.687 Lire/kW, che complessivamente sul totale della potenza dell'impianto ammontano a 64,4 miliardi di Lire. L'indice di profittabilità, dato dal rapporto tra il valore attuale netto (64,4

miliardi di Lire) ed il costo totale sostenuto per la realizzazione dell'impianto (483 miliardi di Lire) è pari al 13,3%. Il tasso di rendimento interno del progetto, pari al 9,8%, è superiore di quasi tre punti al tasso reale di remunerazione del 7% garantito implicitamente come livello standard dalle tariffe fissate dal provvedimento del CIP n. 6/92 nell'anno 1992.

Nella tavola 2 si presenta il caso in cui l'impianto è entrato in esercizio nel 1997 sostenendo un costo di investimento pari a 1.384.668 Lire/kW, mentre quello riconosciuto dalla tariffa, a seguito degli aggiornamenti annuali applicati dalla Cassa conguaglio in funzione dell'indice Istat dei prezzi al consumo, è pari a 1.752.892 Lire/kW. Supponendo invariato il costo medio reale del capitale pari al 5,1% e stimando l'inflazione media annua attesa nel periodo 1992-2011 pari al 1,6%, il costo medio del capitale a valori nominali risulta pari al 6,7%. Il consumo specifico di gas naturale per questo impianto è supposto pari a 0,215 mc/kWh, mentre la tariffa continua a riconoscere un consumo specifico pari a 0,227 mc/kWh.

La simulazione dimostra che il soggetto recupera il capitale investito in 9,6 anni e nei successivi 5,4 anni previsti dal contratto di cessione è in grado di generare flussi netti di cassa attualizzati pari a 526.219 Lire/kW, che complessivamente sul totale della potenza dell'impianto ammontano a 181,5 miliardi di Lire. L'indice di profittabilità, dato dal rapporto tra il valore attuale netto (181,5 miliardi di Lire) ed il costo totale sostenuto per la realizzazione dell'impianto (477,7 miliardi di Lire) sale al 38%. Il tasso di rendimento interno del progetto, pari al 12,4%, è superiore di oltre cinque punti al tasso reale di remunerazione del 7%, garantito implicitamente come livello standard dalle tariffe fissate dal provvedimento del CIP n. 6/92 nell'anno 1992.

# Tavola 1

**Impianto assimilato con indice energetico (Ien) compreso tra 0,51 e 0,6 entrato in esercizio nel 1992 con un contratto di cessione destinata fino al 2006 (15 anni)**

Potenza impianto:	345 MW
Costo dell'impianto di riferimento (R):	1.400.000 Lire/kW
Costo dell'impianto convenzionale (C)	1.400.000 Lire/kW (coeff. $k = 1$ )
Costo unitario effettivo dell'investimento:	1.400.000 Lire/kW
Costo totale <u>effettivo</u> dell'investimento:	483 miliardi di Lire
Consumo specifico <u>effettivo</u> dell'impianto R:	0,227 mc/kWh (rendimento: 45,9%)
Consumo specifico <u>ricosciuto</u> all'investimento:	0,227 mc/kWh (rendimento: 45,9%)
Costi esercizio, manutenzione e spese generali <u>effettivi</u> = costi esercizio, manutenzione e spese generali <u>ricosciuti</u>	
Valore attuale netto unitario dei flussi di cassa attesi:	186.687 Lire/kW
Valore attuale netto totale dei flussi di cassa attesi:	64,4 mld di Lire
Valore attuale netto totale/valore totale investimento (profittabilità)	13,3%
Tasso di rendimento interno dell'investimento:	9,8%
Periodo di rientro attualizzato dell'investimento:	11,9 anni

**Ipotesi finanziamento**

Inflazione media annua sul periodo: 2,6%

Costo medio del capitale sul periodo: 7,7% nominale

## Tavola 2

**Impianto assimilato con indice energetico (Ien) compreso tra 0,51 e 0,6 entrato in esercizio nel 1997 con un contratto di cessione destinata fino al 2011 (15 anni)**

Potenza impianto:	345 MW
Costo dell'impianto di riferimento (R):	1.752.892 Lire/kW
Costo dell'impianto convenzionale (C)	1.752.892 Lire/kW (coeff. $k = 1$ )
Costo unitario effettivo dell'investimento:	1.384.668 Lire/kW
Costo totale effettivo dell'investimento:	477,7 miliardi di Lire
Consumo specifico <u>effettivo dell'impianto R</u> :	0,215 mc/kWh (rendimento: 48,5%)
Consumo specifico <u>ricosciuto all'investimento</u> :	0,227 mc/kWh (rendimento: 45,9%)
Costi esercizio, manutenzione e spese generali <u>effettivi</u> = costi esercizio, manutenzione e spese generali <u>ricosciuti</u>	
Valore attuale netto unitario dei flussi di cassa attesi :	526.219 Lire/kW
Valore attuale netto totale dei flussi di cassa attesi:	181,5 mld di Lire
Valore attuale netto totale/valore totale investimento (profitabilità)	38%
Tasso di rendimento interno dell'investimento:	12,4%
Periodo di rientro attualizzato dell'investimento :	9,6 anni

<b>Ipotesi finanziamento</b>
Inflazione media annua sul periodo: 1,6%
Costo medio del capitale sul periodo: 6,7% nominale

# Tavola 3

**Impianto assimilato con indice energetico (Ien) compreso tra 0,51 e 0,6 entrato in esercizio nel 1999 con un contratto di cessione destinata fino al 2013 (15 anni)**

Potenza impianto:	345 MW
Costo dell'impianto di riferimento (R):	1.821.921 Lire/kW
Costo dell'impianto convenzionale (C)	1.821.921 Lire/kW (coeff. $k = 1$ )
Costo unitario <u>effettivo</u> dell'investimento:	1.222.311 Lire/kW
Costo totale <u>effettivo</u> dell'investimento:	421,7 miliardi di Lire
Consumo specifico <u>effettivo</u> dell'impianto R:	0,207 mc/kWh (rendimento: 50,4%)
Consumo specifico <u>ricosciuto</u> all'investimento:	0,227 mc/kWh (rendimento: 45,9%)
Costi esercizio, manutenzione e spese generali <u>effettivi</u> = costi esercizio, manutenzione e spese generali <u>ricosciuti</u>	
Valore attuale netto unitario dei flussi di cassa attesi:	739.943 Lire/kW
Valore attuale netto totale dei flussi di cassa attesi:	255,3 mld di Lire
Valore attuale netto totale/valore totale investimento (profittevolezza):	60,5%
Tasso di rendimento interno dell'investimento:	15,4%
Periodo di rientro attualizzato dell'investimento :	8,1 anni

<b>Ipotesi finanziamento</b>
Inflazione media annua sul periodo: 1,5%
Costo medio del capitale sul periodo: 6,6% nominale

La tavola 3 presenta il caso in cui l'impianto entra in esercizio nel 1999 sostenendo un costo di investimento pari a 1.222.311 Lire/kW, mentre quello riconosciuto dalla tariffa, a seguito degli aggiornamenti annuali applicati dalla Cassa conguaglio in funzione dell'indice Istat dei prezzi al consumo, è salito a 1.821.950 Lire/kW. Supponendo invariato il costo medio reale del capitale pari al 5,1% e stimando l'inflazione media annua attesa nel periodo 1999-2013 pari all'1,5%, il costo medio del capitale a valori nominali risulta pari al 6,6%. Il consumo specifico di gas naturale per questo impianto è supposto pari a 0,207 mc/kWh, mentre la tariffa continua a riconoscere un consumo specifico pari a 0,227 mc/kWh.

La simulazione dimostra che il soggetto recupera il capitale investito in 8 anni e nei successivi 7 anni previsti dal contratto è in grado di generare flussi di cassa attualizzati (al netto, quindi, dei costi di investimento ed operativi) pari a 739.943 Lire/kW che complessivamente sul totale della potenza dell'impianto ammontano a 255,3 miliardi. L'indice di profittabilità, dato dal rapporto tra il valore attuale netto (255,3 miliardi) ed il costo totale sostenuto per la realizzazione dell'impianto (421,6 miliardi) sale al 60%. Il tasso di rendimento interno del progetto, pari al 15,4%, è più del doppio del tasso reale di remunerazione del 7%, garantito implicitamente come livello standard dalle tariffe fissate dal provvedimento del CIP n. 6/92 nell'anno 1992.

I risultati dell'esercizio dimostrano quindi che, in assenza degli aggiornamenti biennali, ai sensi della legge n. 9/91, quanto più l'innovazione tecnologica riduce sia il costo di investimento sia il consumo specifico di combustibile e quanto più è lontana dal 1992 la data in cui l'impianto è entrato in esercizio, tanto più crescono il valore attuale netto dei flussi di cassa attesi, l'indice di profittabilità, il tasso di rendimento del progetto, mentre si riduce il numero di anni necessari per recuperare il capitale investito. In altre parole, si dimostra che in assenza dell'aggiornamento biennale, ma grazie agli effetti dell'aggiornamento annuale dei prezzi e dei contributi in funzione dell'inflazione, i prezzi di cessione possono generare redditività superiori a quella standard stabilita dal provvedimento del CIP nel 1992. Inoltre, tali superiori redditività possono determinare anche discriminazioni tra gli stessi produttori, a svantaggio di coloro che sono stati celeri nel realizzare i progetti d'investimento.

### **3.2. Valutazione del costo dell'abbattimento delle emissioni di CO2 attraverso le iniziative promosse dal provvedimento del CIP n. 6/92 per cessione dedicata all'Enel**

L'efficacia del provvedimento del CIP n. 6/92 può essere opportunamente misurata anche in termini di costo unitario delle emissioni "evitate" di anidride carbonica rispetto ad uno scenario di riferimento. L'importanza di un tale indicatore risulta ancora più evidente alla luce degli obiettivi di riduzione delle emissioni di anidride carbonica adottati anche dal nostro paese in sede di attuazione del protocollo di Kyoto del 1997.

Nel caso nazionale, con riferimento alle iniziative di cessione dedicata di energia da parte di produttori terzi incentivate sulla base del provvedimento del CIP n. 6/92, l'indice di costo unitario delle emissioni evitate può essere determinato nel seguente modo:

- a) si valutano i costi derivanti annualmente dall'incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate, ovvero i costi sostenuti dagli utenti per il finanziamento della cosiddetta "ulteriore componente" di prezzo riconosciuta ai produttori di energia;
- b) si valuta la differenza tra le emissioni che si sarebbero avute con l'installazione e la gestione di un opportuno mix di impianti convenzionali (denominato "scenario alternativo") e le emissioni derivanti dagli impianti nel regime previsto dal provvedimento del CIP n. 6/92, per ogni anno nel corso dell'intera vita utile di questi ultimi;
- c) si calcola il costo unitario dell'emissione evitata come rapporto dei valori attualizzati dei parametri annui determinati alle precedenti lettere a) e b).

Uno "scenario alternativo" è stato costruito considerando l'insieme degli impianti che l'Enel aveva in programma di costruire prima dell'entrata in vigore del provvedimento del CIP n. 6/92 (come risulta dal documento "*Aggiornamento dei programmi Enel – Ottobre 1991*" deliberato dal Consiglio di amministrazione dell'Enel del 24 ottobre 1991). Dopo aver esaminato gli impianti effettivamente realizzati o in corso di realizzazione al 1998, si considerano le mancate realizzazioni rispetto al suddetto programma del 1991 come scenario alternativo agli impianti a fonte rinnovabile e assimilata realizzati in regime CIP n. 6/92. La valutazione risulta quantitativamente coerente in quanto, a fronte di mancate realizzazioni Enel per quasi 10.000 MW al 1998, le proposte di cessione da parte di terzi in regime di CIP n. 6/92 ammontano a oltre 9.000 MW. Tuttavia, le tecnologie considerate nel programma Enel in oggetto potevano ritenersi in parte già superate nel periodo di applicazione del provvedimento CIP n. 6/92.

A parità di energia elettrica prodotta si stima che la produzione degli impianti in regime CIP n. 6/92 permetta di evitare, rispetto allo scenario alternativo di cui sopra, l'emissione di circa 18 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno tra l'anno 2000 e il 2015. Tale abbattimento deriva dal fatto che, a fronte di una emissione media di 0,55 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kWh elettrico (kWh<sub>e</sub>) producibile mediante gli impianti in regime CIP n. 6/92, lo scenario alternativo prevede emissioni unitarie per 0,65 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kWh elettrico (tabella 1). Se quest'ultimo risultato viene corretto considerando anche una produzione termica separata mediante caldaia nella stessa proporzione del calore utile cogenerato dagli impianti in regime CIP n. 6/92, l'emissione unitaria nello scenario alternativo cresce a 0,82 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kWh elettrico prodotto.

E' opportuno ricordare che un moderno ciclo combinato, con efficienza circa uguale al 50%, alimentato con gas naturale comporta emissioni stimabili in circa 0,40 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kWh elettrico. Tale valore corretto come sopra considerando una quota di produzione termica mediante caldaia risulterebbe pari a 0,54 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kWh elettrico prodotto, quindi di fatto simile all'emissione media del parco in regime CIP n. 6/92.

**Tabella 1: Confronto tra le emissioni medie degli impianti in regime CIP n. 6/92 e scenari alternativi**

	gr CO2/kWh <sub>e</sub> (al <u>netto</u> della produzione termica)	gr CO2/kWh <sub>e</sub> (al <u>lordo</u> della produzione termica)
Emissione media di un impianto in regime CIP n.6/92 (che combina mediamente alla produzione di 1kWh <sub>e</sub> una produzione media di 0,6kWh <sub>t</sub> di calore utile)		<b>550</b>
<b>Scenario “tutto ciclo combinato”</b> Emissioni media di un impianto a ciclo combinato (con produzione separata di 0,6kWh <sub>t</sub> di calore utile per ogni kWh <sub>e</sub> )	<b>400</b>	<b>540</b>
<b>Scenario “alternativo”</b> Emissione media dello scenario alternativo Enel	<b>650</b>	<b>820</b>

I dati della tabella 1 indicano che le emissioni medie di CO2 per ogni kWh elettrico prodotto dagli impianti in regime CIP n. 6/92 sono, da un lato, inferiori del 33% rispetto a quelle dello scenario alternativo riconducibile ai programmi dell’Enel definiti nel 1991 (da questo punto di vista il provvedimento del CIP n. 6/92 ha contribuito alla politica di riduzione delle emissioni di gas di serra) e dall’altro lato risulterebbero tutto sommato equivalenti a quelle causate da un programma e quindi uno scenario “tutto ciclo combinato” con gli impianti tecnologicamente più efficienti oggi disponibili. Tuttavia, i costi d’investimento degli impianti a ciclo combinato si sono praticamente dimezzati, mentre le tariffe del provvedimento del CIP n. 6/92 non hanno subito alcun aggiornamento per tenere conto degli effetti dell’innovazione tecnologica.

La stima dell’indice riguardante il costo delle emissioni evitate degli impianti in regime CIP n. 6/92 può essere effettuata considerando l’extra-costi pagato dagli utenti del sistema elettrico, ovvero la quota eccedente il costo di produzione evitato. Il valore attualizzato degli esborsi a carico dell’utenza possono essere stimati, al 1998, in un intervallo compreso tra i 22.000 e i 19.000 miliardi di Lire al variare del tasso di attualizzazione dal 2% al 6%. Per quanto riguarda le emissioni evitate di CO2, invece, queste sono stimate tra 230 e 300 milioni di tonnellate nel periodo 1992-2025.

Il costo medio dell’emissione evitata oscilla, pertanto, tra le 70 e le 85 Lire per ogni kg di emissione evitata di CO2 rispetto al primo scenario alternativo. Rispetto allo scenario alternativo rappresentato da un ipotetico parco interamente costituito da impianti a ciclo combinato ad alto rendimento, il volume delle emissioni evitate si avvicina allo zero e quindi il metodo di calcolo proposto per il costo sostenuto tende a perdere significato in termini di abbattimento delle emissioni. Per avere un riferimento rispetto al quale confrontare il suddetto risultato si consideri che recenti studi effettuati da organismi internazionali stimano il costo medio per l’abbattimento delle emissioni in un intervallo di valori compreso tra le 15 e le 40 Lire per ogni kg evitato di CO2 per ogni kWh elettrico prodotto.

## 4. Contenuto del provvedimento

### 4.1. Definizioni

L'art. 1 contiene le definizioni utilizzate all'interno della deliberazione, individuando, inoltre, i soggetti a cui si applica il provvedimento, ovvero quelle iniziative per le quali l'art. 3, comma 7, della legge n. 481/95 non pone pacificamente limiti all'esercizio dei poteri di definizione dell'aggiornamento dei prezzi e dei contributi trasferiti all'Autorità in base all'art. 3, comma 1, della medesima legge. Si tratta degli impianti:

- a) delle imprese produttrici-distributrici la cui nuova energia prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate è soggetta ai contributi previsti dal titolo IV, lettera B) del provvedimento del CIP n. 6/92;
- b) realizzati ai sensi delle ordinanze del Ministro dell'interno delegato al coordinamento per la protezione civile emanate per fronteggiare l'emergenza rifiuti in alcune regioni italiane.

Quanto alle cosiddette *iniziative prescelte* individuate dall'art. 3, comma 7, secondo periodo, della legge n. 481/95 l'Autorità, pur ritenendo che tale norma non escluda la possibilità di operare un analogo aggiornamento, a fronte della numerosità e della qualificazione dei pareri legali esibiti dai soggetti consultati a sostegno della tesi contraria, giudica necessario operare un supplemento di istruttoria al fine di svolgere ulteriori approfondimenti.

La deliberazione prevede aggiornamenti dei prezzi e dei contributi differenziati in relazione alle seguenti date di entrata in esercizio degli impianti: a partire dall'1 gennaio 1997, a partire dall'1 gennaio 1999 ed, infine, a partire dall'1 gennaio 2001. L'esenzione dell'aggiornamento per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 1996 dipende dal fatto che per essi viene riconosciuto congruo il valore dei prezzi e dei contributi tuttora in vigore, in quanto dipendente dai costi evitati fissati dal provvedimento del CIP nel 1992 e rappresentativi di ordini ed acquisti sostenuti da soggetti i cui impianti sono successivamente entrati in esercizio entro il 31 dicembre 1996.

Per gli impianti delle imprese produttrici-distributrici, ai fini dell'individuazione della data di entrata in esercizio sono, da considerarsi, rispettivamente, *il giorno, il mese e l'anno di inizio contribuzione* da parte della Cassa conguaglio, mentre per gli impianti costruiti ai sensi delle ordinanze ministeriali sopra dette si farà riferimento al *giorno, mese ed anno di decorrenza della convenzione*, ai sensi di quanto disposto dall'articolo 17 della convenzione-tipo per la cessione approvata con il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992.

Come esposto in precedenza, l'individuazione di prezzi di cessione differenziati per periodi di entrata in esercizio è in linea con l'interpretazione autentica degli articoli 20 e 22 della legge n. 9/91 che prevedeva una successione temporale di provvedimenti del CIP in modo tale da adeguare annualmente i prezzi di cessione per mantenere stabili i valori a fronte dell'inflazione e, nel contempo, cogliere la dinamica del costo evitato in relazione all'evoluzione tecnologica.

#### **4.2. Aggiornamento ai sensi dell'articolo 20, comma 1, della legge n. 9/91**

L'art. 2 aggiorna i prezzi in base al criterio del costo evitato, come disposto dall'art. 20, comma 1, della legge n. 9/91. I valori delle tre componenti del costo evitato di produzione (impianto; esercizio, manutenzione e spese generali; combustibile) per l'anno 1999 sono stati determinati a partire da una rilevazione di mercato e tenendo conto dei dati forniti all'Autorità da qualificati operatori del settore elettromeccanico e relativi ai costi di investimento di un impianto a ciclo combinato per un nuovo entrante, ovvero scegliendo il criterio b) proposto nel documento *Linee guida* del 5 febbraio 1999 (si veda l'Appendice B). Tali valori verranno riconosciuti agli impianti che entreranno in esercizio a partire dall'1 gennaio 2001.

Il costo medio di investimento desunto dalle rilevazioni di mercato è pari a 1.016.598 Lire/kW che includendo gli interessi passivi in corso d'opera per un periodo standard di 24 mesi (alla stregua di quanto fatto dal CIP nel 1992) sale a 1.086.400 Lire/kW. Mantenendo invariate le ore annue di funzionamento dell'impianto preso a riferimento dal CIP, ovvero 6.000 ore, in quanto un loro aumento penalizzerebbe gli impianti da fonti rinnovabili che producono per un minor numero di ore e sono pagati con un prezzo unico rispetto a quelli aventi il prezzo differenziato ore piene/ore vuote, si ottiene un costo evitato di impianto di 19,9 Lire/kWh, ottenuto con una rata annua di ammortamento per 15 anni, al tasso reale del 7%. Il costo di esercizio, manutenzione e spese generali connesse è fissato in 41.400 Lire/kW/anno, pari al 3,8% del costo evitato di impianto comprensivo degli interessi passivi in corso d'opera, che, rapportato a 6.000 ore/anno di funzionamento, determina un costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse di 6,9 Lire/kWh. Ad un rendimento termodinamico medio del 52,3%, desunto dalle rilevazioni di mercato, corrisponde un consumo specifico di gas naturale di 0,199 mc/kWh che, dato il valore di conguaglio di 208 Lire/mc determinato per il 1998 dalla Cassa conguaglio, ai sensi del titolo II, comma 7, del provvedimento del CIP n. 6/92, determina un costo evitato di combustibile di 41,4 Lire/kWh.

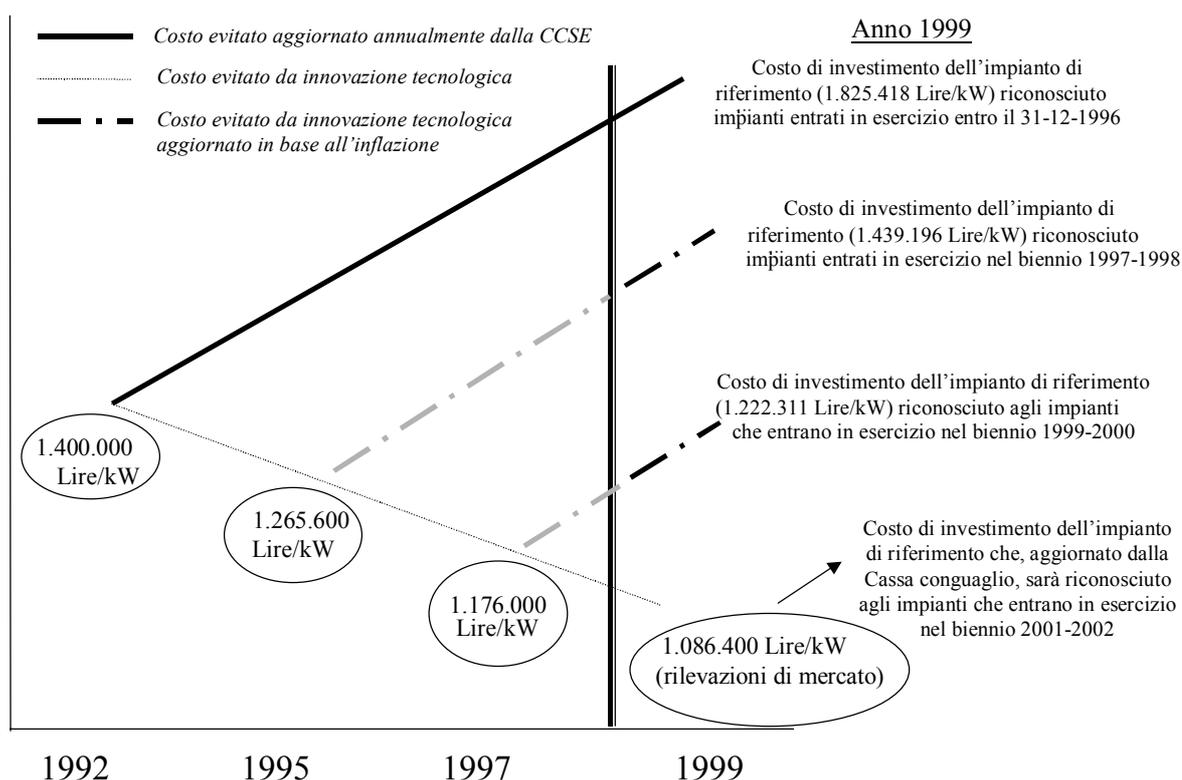
Complessivamente il "costo evitato di produzione" nell'anno 1999, nel caso di cessione con prezzo unico, è pari a 68,2 Lire/kWh che, aggiornato annualmente da parte della Cassa conguaglio secondo i criteri previsti dal titolo II, comma 7, del provvedimento CIP n. 6/92, costituirà il valore da riconoscere agli impianti che entreranno in esercizio a partire dall'1 gennaio 2001. Il prezzo di cessione da riconoscere agli impianti con prezzo differenziato tra "ore piene" ed "ore vuote" si ottiene moltiplicando il valore del costo evitato di impianto (19,9 Lire/kWh) e quello del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali (6,9 Lire/kWh) per il parametro 1,67 (6.000 ore/3.600 ore piene), ottenendo un "costo evitato di produzione" in ore piene pari a 86,1 Lire/kWh, mentre in ore vuote esso è pari al solo costo evitato del combustibile (41,4 Lire/kWh).

**Tabella 2: Costi evitati di produzione per gli impianti che entrano in esercizio nel biennio 2001-2002**

	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) costo di impianto	19,9	33,2	0
b) costo di esercizio, manutenzione e spese generali connesse	6,9	11,5	0
c) costo evitato di combustibile	41,4	41,4	41,4
Totale (a+b+c)	<b>68,2</b>	<b>86,1</b>	<b>41,4</b>

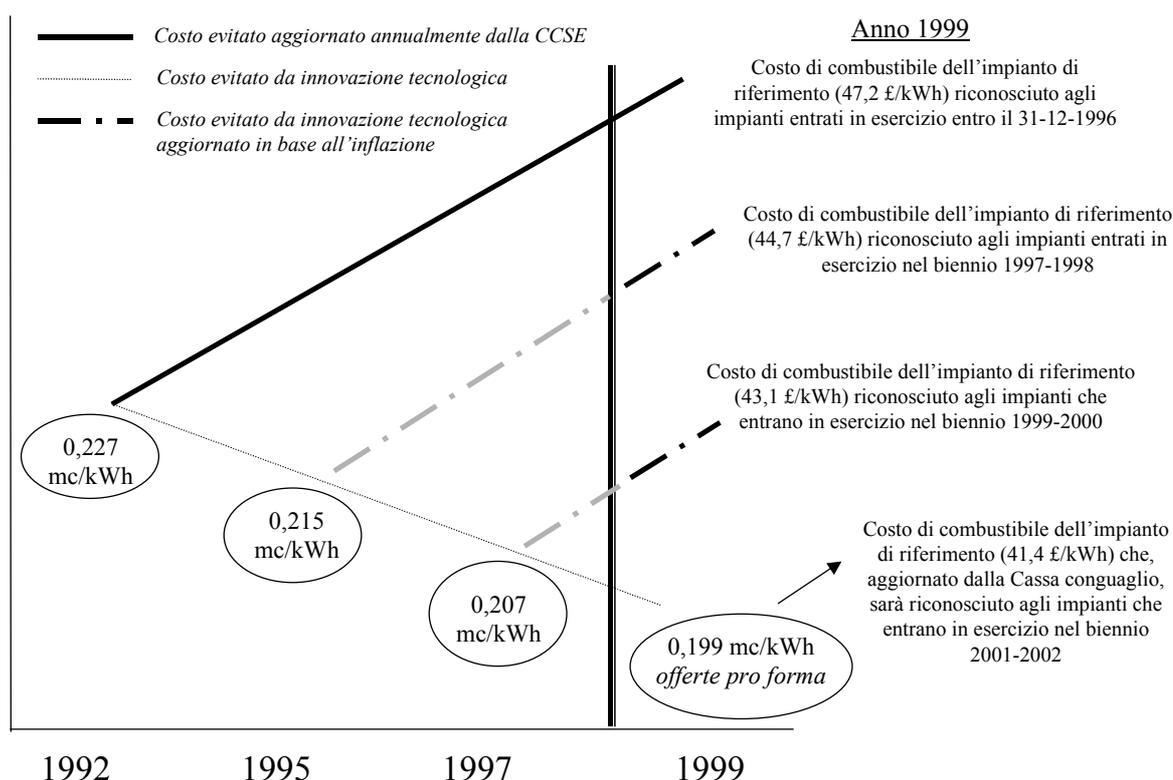
I valori dei costi evitati di produzione relativi ai due anni intermedi (1995 e 1997) vengono desunti con interpolazione lineare tra il valore fissato dal CIP nel 1992 (1.400.000 Lire/kW) e quello indicato dalle sopra richiamate offerte *pro forma* per l'anno 1999 (1.086.400 Lire/kW) (figura 1).

**Figura 1: Meccanismo di aggiornamento per il costo evitato di impianto**



Analogamente si procede con interpolazione lineare per la determinazione del costo evitato di combustibile per gli anni 1995 e 1997, partendo dal valore medio relativo all'efficienza energetica dell'impianto preso a riferimento e desunto dalle rilevazioni di mercato (52,3%) ed il valore fissato dal CIP nel 1992 (45,9%) (figura 2).

**Figura 2: Meccanismo di aggiornamento per il costo evitato di combustibile**



Sulla base della metodologia sopra descritta, le componenti del costo evitato di produzione riconosciute agli impianti entrati in esercizio nel biennio 1997-1998 vengono così aggiornate per l'anno 1999 nel caso di prezzo unico. Il costo di investimento, stimato nel 1995 in 1.265.600 Lire/kW e aggiornato, in funzione dell'indice Istat, a 1.439.196 Lire/kW nel 1999, determina un costo evitato di impianto di 26,3 Lire/kWh. Il costo di esercizio, manutenzione e spese generali connesse viene fissato in 9,1 Lire/kWh. Il costo evitato di combustibile corrispondente ad un consumo specifico di 0,215 mc/kWh nel 1995, dato il valore di conguaglio di 208 Lire/mc determinato per il 1998 dalla Cassa conguaglio, individua un costo evitato di combustibile di 44,7 Lire/kWh. Il prezzo di cessione da riconoscere agli impianti con prezzo differenziato ore piene/ore vuote è ottenuto applicando al costo evitato di impianto e a quello di esercizio, manutenzione e spese generali connesse il parametro 1,67.

**Tabella 3: Costi evitati di produzione per gli impianti entrati in esercizio nel biennio 1997-1998**

	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) costo di impianto	26,3	43,9	0
b) costo di esercizio, manutenzione e spese generali connesse	9,1	15,2	0
c) costo evitato di combustibile	44,7	44,7	44,7
<b>Totale (a+b+c)</b>	<b>80,1</b>	<b>103,8</b>	<b>44,7</b>

Le componenti del costo evitato di produzione riconosciute agli impianti che entrano in esercizio nel biennio 1999-2000 vengono così aggiornate per l'anno 1999 nel caso di prezzo unico. Il costo di investimento, stimato nel 1997 in 1.176.000 Lire/kW e aggiornato, in funzione dell'indice Istat, a 1.222.311 Lire/kW nel 1999, determina un costo evitato di impianto di 22,4 Lire/kWh. Il costo di esercizio, manutenzione e spese generali connesse viene fissato in 7,7 Lire/kWh. Il costo evitato di combustibile corrispondente ad un consumo specifico di 0,207 mc/kWh nel 1997, dato il valore di conguaglio di 208 Lire/mc determinato per il 1998 dalla Cassa conguaglio, individua un costo evitato di combustibile di 43,1 Lire/kWh. Il prezzo di cessione da riconoscere agli impianti con prezzo differenziato ore piene/ore vuote viene ottenuto applicando al costo evitato di impianto e a quello di esercizio, manutenzione e spese generali il parametro 1,67.

**Tabella 4: Costi evitati di produzione per gli impianti che entrano in esercizio nel biennio 1999-2000**

	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) costo di impianto	22,4	37,4	0
b) costo di esercizio, manutenzione e spese generali connesse	7,7	12,9	0
c) costo evitato di combustibile	43,1	43,1	43,1
Totale (a+b+c)	<b>73,2</b>	<b>93,4</b>	<b>43,1</b>

#### **4.3. Aggiornamento ai sensi dell'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91**

L'art. 3 della deliberazione applica *“l'aggiornamento almeno biennale ... assicurando prezzi incentivanti alla nuova produzione di energia elettrica ottenuta da fonti [rinnovabili ed assimilate]”*, come richiesto dall'art. 22, comma 5, della legge n. 9/91. In particolare, il l'art. 3, comma 2, lettera c), presenta i valori per il 1999 delle ulteriori componenti che, aggiornati annualmente dalla Cassa conguaglio secondo il criterio previsto dal titolo II, comma 7, del provvedimento del CIP n. 6/92, saranno riconosciuti a quegli impianti che entreranno in esercizio nel biennio 2001-2002.

I costi di investimento delle tecnologie rinnovabili ed assimilate (tranne che nel caso degli impianti idroelettrici, degli impianti idroelettrici potenziati, degli impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia e degli impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili) sono stati tratti dal già richiamato *“Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili”*.

La tabella 5 presenta i costi delle tecnologie rinnovabili ed assimilate utilizzati per il calcolo delle ulteriori componenti nel 1999 ed i relativi coefficienti  $k$ , ottenuti considerando un costo dell'impianto di riferimento pari a 1.086.400 Lire/kW.

**Tabella 5: Costi di investimento delle tecnologie rinnovabili ed assimilate riconosciuti ad impianti che entrano in esercizio nel biennio 2001-2002 (Lire ai valori dell'1 gennaio 1999)**

Tipi di impianto	Costi di investimento (Lire/kW)	Coefficienti $k$	Note
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	4.736.994	4,4	Costo non modificato rispetto all'attuale valore riconosciuto dal CIP n. 6/92
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	3.500.000	3,2	Fonte: deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1998, n. 162/98, recante "Definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW"
c1) Impianti eolici	1.800.000	1,7	Fonte "Libro Bianco" Enea
c2) Impianti geotermici	4.950.000	4,6	Fonte: "Libro Bianco" Enea
d1) Impianti fotovoltaici	16.000.000	14,7	Fonte: "Libro Bianco" Enea
d2) RSU	8.016.000	7,4	Fonte: "Libro Bianco" Enea ed attuale valore riconosciuto dal CIP n. 6/92
d3) Biomasse, biogas	4.000.000	3,7	Fonte: "Libro Bianco" Enea
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	3.279.457	3,0	Costo non modificato rispetto all'attuale valore riconosciuto dal CIP n. 6/92
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
I <sub>en</sub> : 0,51-0,60	<b>1.086.400</b>	<b>1,0</b>	<b>Coefficiente k di riferimento</b>
oltre 0,60	1.303.680	1,2	Coefficiente $k$ non modificato
Carbone:			
I <sub>en</sub> oltre 0,51	1.520.960	1,4	Coefficiente $k$ non modificato
g) Impianti idroelettrici potenziati	2.915.073	2,7	Costo non modificato rispetto all'attuale valore riconosciuto dal CIP n. 6/92

Per quanto riguarda gli impianti eolici e geotermici, a cui il CIP nel 1992 aveva attribuito lo stesso costo di investimento, si è ritenuto opportuno introdurre una differenziazione a seguito del diverso andamento che hanno presentato i costi di investimento unitari delle due tecnologie dal 1992 ad oggi. Infatti, se nel caso degli impianti eolici la tecnologia ha raggiunto un significativo livello di diffusione con costi di produzione decrescenti nel tempo in buone condizioni di ventosità, tanto da essere ritenuta vicina alla competitività e pertanto oggetto di attività imprenditoriale, nel caso degli impianti geotermici i costi connessi al sondaggio, all'esplorazione e alla produzione, nonché le crescenti esigenze di prevenzione contro il rilascio di fluidi inquinanti unitamente alle difficoltà di natura autorizzativa hanno portato a mantenere pressoché invariato, a prezzi 1999, il costo di investimento individuato dal CIP nel 1992.

La categoria di prezzo d) all'epoca di emanazione del provvedimento del CIP n. 6/92 raggruppava diverse tecnologie: gli impianti fotovoltaici, quelli alimentati a biomasse e a rifiuti solidi urbani (di seguito: RSU) nonché, previo accertamento tecnico ai sensi di quanto previsto dall'art. 2 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, impianti equiparati che presentassero le stesse problematiche impiantistiche-economiche analoghe a quelle degli impianti alimentati con RSU. Agli impianti fotovoltaici è stato riconosciuto un costo di investimento pari al doppio di quello attualmente corrisposto dal CIP in quanto, per la loro specificità in termini di costi (ancora troppo elevati per poter permettere una loro naturale penetrazione nel mercato) e per le caratteristiche di aleatorietà temporale della produzione, si ritiene debbano continuare a godere di un regime di sostegno anche nel medio-lungo periodo. Il costo di investimento per gli impianti alimentati con RSU viene mantenuto invariato, a prezzi ai valori del 1999, rispetto a quello individuato dal CIP nel 1992, mentre per gli impianti di produzione di energia elettrica da biomassa (e biogas) i costi di investimento oggi riconosciuti si collocano attorno al 50% di quelli degli impianti per la termoutilizzazione dei rifiuti.

Per quanto riguarda gli impianti utilizzando fonti energetiche assimilate alle rinnovabili (categoria di prezzo f) non sono stati modificati gli attuali valori dei coefficienti  $k$  in quanto ritenuti congrui a rappresentare il costo dell'investimento di ciascuna specifica tecnologia.

La tabella 6 presenta i valori delle ulteriori componenti di prezzo per l'anno 1999 da riconoscere per i primi otto anni di esercizio degli impianti. Tali valori si ottengono a partire dai relativi costi di investimento indicati in tabella 5, utilizzando una rata annua di ammortamento di otto anni, al tasso del 7% e rapportata a 6.000 ore/anno di funzionamento. Il prezzo in ore piene per gli impianti con regime differenziato si ottiene moltiplicando il valore dell'ulteriore componente così calcolato per il parametro 1,67.

**Tabella 6: Componenti di prezzo correlate ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto riconosciute agli impianti che entrano in esercizio nel biennio 2001-2002 (Lire ai valori dell'1 gennaio 1999)**

Tipo di impianto	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) Impianti idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	190,4	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	79,5	-	-
c1) Impianti eolici	32,0	-	-
c2) Impianti geotermici	120,0	-	-
d1) Impianti fotovoltaici	428,4	-	-
d2) Impianti RSU, nonché previo accertamento, impianti equiparati	205,6	-	-
d3) Impianti utilizzando biomasse e biogas	93,5	-	-

e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	73,3	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51-0,6	-	20,3	0
Oltre 0,6	-	30,4	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	24,3	-	-
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	105,5	0

Per la determinazione delle ulteriori componenti relative ai due anni di aggiornamento biennale, 1995 e 1997, si è fatto riferimento ai seguenti costi di investimento che verranno riconosciuti agli impianti entrati in esercizio nel biennio 1997-1998 e a quelli che entrano in esercizio nel biennio 1999-2000.

**Tabella 7: Costi di investimento delle tecnologie rinnovabili ed assimilate riconosciuti ad impianti con biennio di entrata in esercizio 1997-1998 e 1999-2000**

Tipi di impianto	Biennio di entrata in esercizio 1997-1998		Biennio di entrata in esercizio 1999-2000	
	Costi di investimento (Lire/kW)	Coefficienti <i>k</i>	Costi di investimento (Lire/kW)	Coefficienti <i>k</i>
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	4.736.994	3,3	4.736.994	4,4
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	3.343.265	2,3	3.423.840	2,8
c1) Impianti eolici	3.242.544	2,3	2.417.301	2,0
c2) Impianti geotermici	4.777.717	3,3	4.853.351	4,0
d1) Impianti fotovoltaici	11.800.522	8,2	13.707.937	11,2
d2) Impianti RSU	8.016.451	5,6	8.016.451	6,6
d3) Biomasse, biogas	5.952.246	4,1	4.798.966	3,9
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	3.279.457	2,3	3.279.457	2,7
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:				
Idrocarburi:				
Ien: 0,51-0,6	<b>1.439.196</b>	<b>1,0</b>	<b>1.222.311</b>	<b>1,0</b>
oltre 0,6	1.727.035	1,2	1.466.773	1,2
Carbone:				
Ien oltre 0,51	2.014.874	1,4	1.711.235	1,4
g) Impianti idroelettrici potenziati	2.915.073	2,0	2.915.073	2,7

I valori delle ulteriori componenti per impianti entrati in esercizio nel biennio 1997-1998, calcolati con la metodologia sopra descritta (rata annua di

ammortamento per otto anni al tasso del 7% e riferita a 6.000 ore/anno di funzionamento), sono indicati nella tabella 8:

**Tabella 8: Componenti di prezzo correlate ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto riconosciute agli impianti entrati in esercizio nel biennio 1997-1998**

Tipo di impianto	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) Impianti idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	180,5	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	69,2	-	-
c1) Impianti eolici	66,4	-	-
c2) Impianti geotermici	109,3	-	-
d1) Impianti fotovoltaici	305,3	-	-
d2) Impianti RSU, nonché previo accertamento, impianti equiparati	199,6	-	-
d3) Impianti utilizzanti biomasse e biogas	142,0	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	67,4	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51-0,6	-	26,8	0
Oltre 0,6	-	40,3	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	32,1	-	-
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	95,6	0

I valori delle ulteriori componenti per impianti con entrata in esercizio nel biennio 1999-2000, calcolati con la metodologia sopra descritta (rata annua di ammortamento per 8 anni al tasso del 7% e riferita a 6.000 ore/anno di funzionamento) sono indicati nella tabella seguente:

**Tabella 9: Componenti di prezzo correlate ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto riconosciute agli impianti che entrano in esercizio nel biennio 1999-2000**

Tipo di impianto	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) Impianti idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	186,6	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	75,1	-	-
c1) Impianti eolici	47,0	-	-
c2) Impianti geotermici	115,0	-	-
d1) Impianti fotovoltaici	362,1	-	-
d2) Impianti RSU, nonché previo accertamento, impianti equiparati	203,3	-	-

d3) Impianti utilizzanti biomasse e biogas	113,5	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	71,1	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51-0,6	-	22,8	0
Oltre 0,6	-	34,2	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	27,3	-	-
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	101,7	0

#### 4.4. Contributi in conto capitale

L'art. 4 della deliberazione dell'Autorità in oggetto fissa le riduzioni da applicare alle ulteriori componenti di prezzo correlate ai maggiori costi (come calcolate nel precedente paragrafo) in mancanza della dichiarazione giurata di non aver fruito di contributi e di rinunciare ad eventuali contributi relativi a domande già presentate, ai sensi del titolo II, commi 3 e 4 del provvedimento del CIP n. 6/92.

Per la determinazione della riduzione da applicare alle ulteriori componenti si moltiplica un valore pari al 40% (per gli impianti di cogenerazione e di teleriscaldamento) o al 30% (per altri tipi di impianti utilizzanti fonti rinnovabili) del costo di investimento indicato nelle tabelle 5 e 7 per la rata annua d'ammortamento (otto anni e tasso del 7%) rapportata a 6.000 ore/anno di funzionamento. Nel caso in cui i prezzi sono differenziati tra ore piene ed ore vuote, per la determinazione della riduzione da applicare nelle ore piene si utilizza il parametro 1,67. Per effetto di questo meccanismo di riduzione, si verifica che, in assenza della predetta dichiarazione giurata, l'ulteriore componente di prezzo è annullata per gli impianti assimilati con indice energetico Ien compreso tra 0,51 e 0,6.

Le riduzioni da applicare sono presentate nelle tabelle 10, 11 e 12, rispettivamente per impianti con entrata in esercizio nei bienni 1997-1998, 1999-2000 e 2001-2002.

**Tabella 10: Riduzioni da applicare alle ulteriori componenti del prezzo di cessione per impianti entrati in esercizio nel biennio 1997-1998**

Tipo di impianto	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) Impianti idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	66,2	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	28,0	-	-
c1) Impianti eolici	27,1	-	-
c2) Impianti geotermici	40,0	-	-
d1) Impianti fotovoltaici	98,8	-	-
d2) Impianti RSU, nonché previo			

accertamento, impianti equiparati	67,1	-	-
d3) Impianti utilizzanti biomasse e biogas	49,8	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	27,4	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51-0,6	-	26,8	0
Oltre 0,6	-	32,2	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	22,5	-	-
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	40,7	0

**Tabella 11: Riduzioni da applicare alle ulteriori componenti del prezzo di cessione per impianti che entrano in esercizio nel biennio 1999-2000**

Tipo di impianto	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) Impianti idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	66,2	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	28,7	-	-
c1) Impianti eolici	20,2	-	-
c2) Impianti geotermici	40,6	-	-
d1) Impianti fotovoltaici	114,7	-	-
d2) Impianti RSU, nonché previo accertamento, impianti equiparati	67,1	-	-
d3) Impianti utilizzanti biomasse e biogas	40,2	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	27,4	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51-0,6	-	22,8	0
Oltre 0,6	-	27,3	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	19,1	-	-
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	40,7	0

**Tabella 12: Riduzioni da applicare alle ulteriori componenti del prezzo di cessione per impianti che entrano in esercizio nel biennio 2001-2002 (Lire ai valori dell'1 gennaio 1999)**

Tipo di impianto	Caso di prezzo unico Lire/kWh	Caso di prezzo differenziato Lire/kWh	
		Ore piene	Ore vuote
a) Impianti idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	66,2	0

b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	29,3	-	-
c1) Impianti eolici	15,1	-	-
c2) Impianti geotermici	41,4	-	-
d1) Impianti fotovoltaici	133,9	-	-
d2) Impianti RSU, nonché previo accertamento, impianti equiparati	67,1	-	-
d3) Impianti utilizzanti biomasse e biogas	33,5	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	27,4	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51-0,6	-	20,3	0
Oltre 0,6	-	24,3	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	17,0	-	-
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	40,7	0

#### 4.5. Deroghe

Poiché si è ritenuto necessario conferire al soggetto la possibilità di dimostrare che i ritardi nella entrata in esercizio degli impianti non sono a lui imputabili e che gli investimenti erano stati sostenuti, l'art. 5 introduce un regime di deroghe agli aggiornamenti dei costi evitati e delle ulteriori componenti correlate ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto, previsti dagli artt. 2 e 3 della deliberazione. Gli aggiornamenti non si applicano agli impianti entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 1997 per i quali si accerti che la maggior parte dei costi relativi all'acquisto e alla costruzione dell'impianto derivino da obbligazioni assunte anteriormente al 31 dicembre 1994. Gli aggiornamenti previsti per gli impianti entrati in esercizio nel biennio 1997-1998 si applicano anche agli impianti entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 1999 per i quali, tuttavia, si accerti che la maggior parte dei costi relativi all'acquisto e alla costruzione dell'impianto derivino da obbligazioni assunte anteriormente al 31 dicembre 1996. Gli aggiornamenti previsti per gli impianti che entrano in esercizio nel biennio 1999-2000 si applicano anche agli impianti entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 2001 per i quali si accerti, tuttavia, che la maggior parte dei costi relativi all'acquisto e alla costruzione dell'impianto derivino da obbligazioni assunte anteriormente al 31 dicembre 1998. I soggetti interessati richiedono la deroga con domanda da inviare alla Cassa conguaglio, corredata della documentazione tecnica ed economica necessaria a dimostrarne il fondamento, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento. La domanda si intende tacitamente accolta qualora la Cassa conguaglio non si pronunci entro centoventi giorni decorrenti dalla data di presentazione della domanda completa nella sua documentazione.

## **APPENDICE A**

### **Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento per la consultazione del 5 febbraio 1999**

La presente appendice elenca in ordine alfabetico i soggetti che hanno presentato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas osservazioni scritte al documento per la consultazione del 5 febbraio 1999 recante "*Linee guida e proposte ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione all'Enel Spa e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate*" entro la data del 5 marzo 1999.

1. Abi – Associazione Bancaria Italiana
2. Adoc – Associazione per la Difesa e l'Orientamento dei Consumatori
3. Aei – Associazione Elettrotecnica ed Elettronica Italiana
4. Aem Torino – Azienda Energetica Metropolitana Torino Spa
5. Aicep – Associazione Italiana Consumatori Energia di Processo
6. Airu – Associazione Italiana Riscaldamento Urbano
7. Amici della Terra/Italia
8. Anida – Associazione Nazionale Imprese Difesa Ambiente
9. Aper – Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili
10. Api Energia
11. Asm Spa Brescia
12. Assocarta
13. Cartiere Paolo Pigna SpA
14. Cea Srl – Compagnia per l'Elettricità e l'Acquacoltura Srl
15. Celtica Ambiente S.A. – Filiale Italia
16. Centro Energia Spa
17. Cogena – Associazione italiana per la promozione della cogenerazione
18. Comunità montana della Carnia
19. Confindustria
20. Edison Spa
21. E. Giovi Srl
22. Eneco – Energia Ecologica
23. Enel Spa
24. Energie Pulite 2000
25. Federelettrica – Federazione Nazionale delle Imprese Locali dei Servizi Elettrici

26. Federpern Piemonte – Federazione Produttori Energie Rinnovabili
27. Fise – Federazione Imprese di Servizi
28. Florys Spa
29. Isab Energy
30. Ivpc – Italian Vento Power Corporation
31. Montedison Spa
32. Radici Group
33. Rosen – Rosignano Energia Spa
34. Sarlux Srl
35. Serene Spa
36. Sices Automazione – Società Italiana Costruzioni Elettriche Sumirago Srl
37. Sondel Spa
38. Tamburrano Francesco
39. Texaco Development Corporation
40. Unapace – Unione Nazionale Aziende Produttrici e Consumatrici di  
Energia Elettrica
41. World Energy

**APPENDICE B**  
**SINTESI DELLE OFFERTE SUI COSTI DI INVESTIMENTO DI UN IMPIANTO A CICLO COMBINATO PER UN NUOVO ENTRANTE RICHIESTE**  
**DALL'AUTORITA' A QUALIFICATI OPERATORI DEL SETTORE TERMOELETTROMECCANICO**

Società	Modello e configurazione impianto (*)	Potenza elettrica - MW -	Turbine		Rendimento complessivo	Consumo specifico - kcal/kWh -	Costo totale - mld Lire -	Costo unitario - Lire/kWh -	Vita utile - anni -	O&M		Tempo di costruzione - mesi -
			Turbina a gas - MW e modello -	Turbina a vapore - MW -						funzionamento - ore/anno -	costo esercizio - Lire/kWh -	
<b>Nuovo Pignone</b>	CC109E (1 + 1)	180	1 x 120 MS9001E	1 x 60 (del tipo a condensazione)	50%	1.720	155	861.111	20	8.300	7	24
<b>ABB (I)</b>	GT8C2 2 x (1+1) monoalbero	165	2 x 57,3 GT8C2	2 x 24,4	50,6%	1.686	170	1.030.303	20	7.500 (6.000 Italia)	8 (su 6.000 ore)	18 / 24
<b>ABB (II)</b>	1 GT + 1 ST monoalbero	170	1 x 115 GT11N2	1 x 56	52,0%	1.654	160	941.176	20			
<b>Siemens (I)</b>	GUDIS.64.3A (1+1) monoalbero	101	1 x 70 V64.3A	1 x 31	53,7%	1.601	110 (**)	1.089.000	20			
<b>Siemens (II)</b>	GUDIS.64.3A 2 x (1+1) monoalbero	202	2 x 70 V64.3A	2 x 31	53,7%	1.601	220 (**)	1.089.000	20			
<b>Siemens (III)</b>	GUD2.64.3A (2 + 1)	203	2 x 70 V64.3A	1 x 70	54,0%	1.593	221 (**)	1.089.000	20			

(\*) Sono possibili le seguenti configurazioni riferite alla disposizione relativa delle unità turbogas rispetto alla(e) turbina(e) a vapore:

2 + 1 multishaft: il blocco standard è costituito da 2 turbine a gas, ciascuna che alimenta una caldaia a recupero (HRSG), il cui vapore aziona 1 turbina a vapore indipendente;

3 + 1 multishaft: 3 turbine a gas con 3 HRSG ed 1 turbina a vapore indipendente;

1 + 1 multishaft: 1 turbina a gas con 1 HRSG ed 1 turbina a vapore con alberi indipendenti;

1 + 1 singleshaft: 1 turbina a gas più 1 turbina a vapore che azionano, sullo stesso albero, un unico alternatore. I costi unitari di impianto risultano generalmente inferiori, ma l'esercizio comporta maggiori problemi essendo previsto l'esercizio congiunto sia della sezione a gas sia di quella a vapore.

(\*\*) Tutte e tre le configurazioni sono state quotate dalla Siemens KWU pari a 1.100 DM/kWh.