

Documento per la consultazione

**LINEE GUIDA E PROPOSTE AI FINI DELL'AGGIORNAMENTO DEI PREZZI DI CESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA ALL'ENEL SPA E DEI CONTRIBUTI RICONOSCIUTI ALLE IMPRESE PRODUTTRICI-DISTRIBUTRICI PER LA 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**

*Il presente documento per la consultazione illustra le linee guida e le proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas formula ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione di energia elettrica all'Enel Spa e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici relativi alla nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate, così come previsto dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, come modificato ed integrato da successive norme e decreti ministeriali.*

*Le proposte vengono presentate al fine dell'emanazione di provvedimenti dell'Autorità, ai sensi degli articoli 20, comma 1, e 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti prima che l'Autorità proceda alla definizione dei provvedimenti in materia.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, entro il 5 marzo 1999, osservazioni e suggerimenti sulle modalità applicative dell'aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi delineate nel presente documento.*

## **PARTE I. QUADRO NORMATIVO E STATO DEI PROGRAMMI**

### **1. Introduzione**

L'importanza attribuita oggi allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia nell'ambito delle politiche e delle misure da adottare per l'attuazione del Protocollo di Kyoto è frutto di un processo iniziato nei primi anni '80, periodo a partire dal quale numerosi e rilevanti sono stati i provvedimenti riguardanti la promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. La legge 29 maggio 1982, n. 308, può essere considerata uno dei primi strumenti per conseguire tale obiettivo. In seguito le leggi 9 gennaio 1991, n. 9 e n. 10, ed il successivo provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito: CIP n. 6/92), hanno introdotto efficaci meccanismi per l'avvio del processo di penetrazione delle rinnovabili nella generazione elettrica. In particolare, il provvedimento CIP n. 6/92, seppure esteso anche alle fonti cosiddette "assimilate", ha offerto nuove opportunità per gli investimenti nel settore delle tecnologie rinnovabili, consentendo, tra l'altro, di evidenziare alcuni vincoli ad un loro più accelerato processo di diffusione. Recentemente il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, ha precisato i compiti in tema di energie rinnovabili tra amministrazione centrale, regionale ed enti locali in applicazione del principio di sussidiarietà, delegando, tra l'altro, alle regioni numerose funzioni applicative previste dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91). Il quadro generale di riferimento potrà subire mutamenti in seguito al processo di liberalizzazione del mercato elettrico derivante dal recepimento e dall'attuazione nell'ordinamento nazionale della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Il presente documento di consultazione viene predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) ai fini della formazione di provvedimenti che, ai sensi degli articoli 20, comma 1, e 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), erano di competenza del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP).

L'art. 1, comma 21, della legge 24 dicembre 1993, n. 537, ha soppresso il CIP e le sue funzioni sono state successivamente attribuite dall'art. 5, comma 2, lettera b) del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministro dell'industria). L'Autorità, in forza di quanto dispone l'art. 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), esercita le funzioni in materia di energia elettrica e gas precedentemente attribuite al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria), il quale le ha svolte sino al 22 aprile 1997, data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità, di cui all'articolo 2, comma 28, della medesima legge n. 481/95.

Il presente documento ha l'obiettivo di formulare proposte allo scopo di aggiornare periodicamente, sulla base dell'evoluzione tecnologica e tenuto conto del nuovo contesto normativo-istituzionale, i prezzi di cessione di energia elettrica all'Enel Spa (di cui ai titoli II e III del provvedimento CIP n. 6/92) ed i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate (di cui al titolo IV, lettera B) del provvedimento CIP n. 6/92) <sup>(1)</sup>.

La parte I del documento contiene un esame del quadro normativo vigente, dei soggetti interessati e dello stato di attuazione dei loro programmi realizzativi, mentre la parte II contiene le proposte dell'Autorità ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92.

L'art. 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che *«il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse»*.

---

<sup>(1)</sup>L'aggiornamento dei corrispettivi relativi alla produzione per conto, di cui al titolo X del provvedimento CIP n. 6/92, non è oggetto del presente documento in quanto trattasi di fattispecie per la quale non risultano contratti e convenzioni in essere.

Oltre che di tali obiettivi si ritiene che, ai fini dell'aggiornamento periodico dei prezzi di cessione all'Enel Spa (di seguito: Enel) e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici, occorra tenere conto di tre fattori derivanti dall'evoluzione tecnologica che ha interessato il settore della generazione elettrica, come anche richiamato nel IV "visto" in premessa al provvedimento CIP n. 6/92, la quale ha comportato infatti:

- a) la 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. Tuttavia, a seguito degli aggiornamenti annuali operati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: CCSE) in funzione dell'indice Istat dei prezzi al consumo, il costo evitato di impianto è lievitato alla fine del 1998 a circa 1.800.000 Lire/kW (e come tale viene rimborsato agli operatori);
- b) l'aumento del rendimento termodinamico, misurato al potere calorifico inferiore, delle attuali centrali a ciclo combinato, 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. Inoltre, il costo evitato di combustibile continua ad essere aggiornato annualmente dalla CCSE rispetto all'andamento del prezzo medio del gas naturale all'interno di un accordo di tipo privatistico, quale quello tra Snam Spa e Confindustria;
- 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, in alcuni casi, 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.

Si ritiene che vi siano ulteriori fattori di cambiamento di tipo istituzionale e normativo dei quali è necessario tenere conto e che sono, da un lato la trasformazione dell'Enel da ente pubblico in società per azioni - e tra breve da

società verticalmente integrata in più società operative, secondo quanto previsto dallo schema di decreto legislativo recante norme per la prima attuazione della direttiva 96/92/CE - e dall'altro, in linea con gli obiettivi strategici indicati a livello governativo per rispettare le scadenze previste dal Protocollo di Kyoto, l'esigenza di favorire la rapida attuazione delle iniziative ammesse a godere del regime disposto dal provvedimento CIP n. 6/92 in un quadro tariffario certo, quale quello delineato e proposto nel presente documento di consultazione.

Il meccanismo di aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi, applicato annualmente dalla CCSE ai sensi del titolo II, punto 7, del provvedimento CIP n. 6/92, non tenendo conto dell'andamento dei costi effettivi della generazione elettrica, ha comportato un eccessivo incremento dell'onere a carico degli utenti del servizio elettrico.

L'aliquota media per l'utenza finale della componente A3 della tariffa, che dall'1 gennaio 1999 è pari a 11,22 Lire/kWh (di cui si possono stimare 7,33 Lire/kWh per l'ulteriore componente e 3,89 Lire/kWh a copertura della differenza tra costo evitato di combustibile riconosciuto dal provvedimento CIP n. 6/92 e quota corrispondente ai costi di energia riconosciuti alla produzione termoelettrica nazionale), è destinata a crescere considerevolmente a seguito dell'entrata in esercizio degli impianti da fonti rinnovabili ed assimilate programmati per i prossimi anni. Stime di massima valutano, infatti, che tale aliquota dovrebbe salire attorno alle 17-18 Lire/kWh nel 2001.

Nella tabella 1 viene mostrato l'andamento dell'aliquota media della componente tariffaria A3 derivante da aggiornamenti e modifiche determinati dalle deliberazioni dell'Autorità.

**Tabella 1: Andamento dell'aliquota media A3 (dati in Lire/kWh)**

Deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	Aliquota media A3	Di cui per la copertura del costo evitato di combustibile	Di cui per la copertura dell'ulteriore componente	Di cui per la copertura della differenza tra il Cec e il Ct	Costo riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale (Ct)	Costo evitato di combustibile riconosciuto dal CIP n. 6/92 (Cec)
N. 70/97	15,36	8,99	6,37		53,46	58,4 (conguag. 97)
N. 92/97 (V bim. 97)	15,36	8,99	6,37		51,39	58,4 (conguag. 97)
N. 106/97 (VI bim. 97)	15,36	8,99	6,37		53,53	58,4 (conguag. 97)
N. 136/97 (I bim. 98)	15,36	8,99	6,37		56,52	58,4 (acconto 98)
N. 12/98 (II bim. 98)	15,36	8,99	6,37		54,57	58,4 (acconto 98)
N. 39/98 (III bim. 98)	15,36	8,99	6,37		48,08	58,4 (acconto 98)
N. 74/98 (IV bim. 98)	8,25		6,37	1,88	46,19	58,4 (acconto 98)
N. 132/98 (VI bim. 98)	9,73		6,37	3,36	42,94	58,4 (acconto 98)
N. 161/98 (I bim. 99)	11,22		7,33	3,89	40,8 (*)	58,4 (acconto 98)

(\*) Al netto di eventuali aumenti delle accise applicabili ai combustibili utilizzati nella produzione di energia elettrica, come previsti dal disegno di legge recante "Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo" approvato dal Parlamento in data 20 dicembre 1998.

Anche il documento della Commissione europea "Relazione al Consiglio ed al Parlamento europeo sulle esigenze di armonizzazione – Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" <sup>(2)</sup> ha evidenziato che, al fine di avviare la concorrenza tra i produttori di energia generata da fonti rinnovabili, «un organismo di regolamentazione, o di altro genere, potrebbe periodicamente rivedere l'entità del sostegno per praticare ritocchi verso il basso che riflettano il progresso tecnologico: il sostegno verrebbe così ridotto in modo regolare ed automatico in base ad una formula che tiene conto delle riduzioni nel costo di produzione dell'elettricità da fonti rinnovabili». Solo così il costo del kWh generato dalle fonti rinnovabili potrà avere un andamento convergente verso il prezzo di mercato del kWh.

<sup>(2)</sup> COM (1998) 167 def., 16 marzo 1998.

## **2. Quadro normativo**

### **2.1. Norme generali e soggetti interessati**

L'art. 20, comma 1, della legge n. 9/91 ha 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 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 ha 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 è 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.

L'aggiornamento almeno biennale, di cui alle disposizioni sopra richiamate, non è mai stato adottato né dal CIP né dal Ministero dell'industria, il quale era subentrato al CIP in tale competenza.

I prezzi ed i parametri sono stati determinati per la prima volta con il provvedimento CIP n. 6/92, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, successivamente modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992, dal decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 1994, e dal decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 44 del 22 febbraio 1997.

Il provvedimento CIP n. 6/92 distingue tra:

- nuova energia elettrica prodotta con impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate (titolo II);

- energia elettrica prodotta con impianti esistenti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate e con impianti utilizzando fonti convenzionali (titolo III).

Il CIP ha determinato i prezzi di cessione da corrispondere ai produttori di energia elettrica individuando come base per la loro definizione il costo della produzione termoelettrica *evitata* da un impianto le cui caratteristiche tecnico-economiche sono state desunte tenendo conto «...della documentazione fornita dall'Enel e confrontata con altri operatori del settore», come si legge a pag. 4 della “Relazione” di accompagnamento al provvedimento CIP n. 6/92 <sup>(3)</sup>.

Nel caso della “nuova produzione” di energia elettrica ottenuta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate, il CIP ha riconosciuto una componente di prezzo ulteriore a quella della produzione termoelettrica *evitata*, tenuto conto dei maggiori costi di investimento connessi alle specifiche tecnologie di impianto.

In tal modo il CIP ha seguito i due criteri fissati dalla legge n. 9/91. Da un lato quello dei «costi evitati», per cui il ritiro dell'energia elettrica non deve comportare per l'Enel costi superiori a quelli che essa avrebbe sostenuto se avesse prodotto direttamente lo stesso ammontare di energia. Dall'altro lato il criterio dei «prezzi incentivanti», differenziati per tipologia di impianto, che devono essere assicurati alla “nuova energia” prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate.

Per “nuova energia” o “nuova produzione” il provvedimento CIP n. 6/92 intende quella prodotta da impianti entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991 e quella considerata tale dai precedenti provvedimenti CIP 12 luglio 1989, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989 (di seguito: CIP n. 15/89) e CIP 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990 (di seguito CIP n. 34/90) <sup>(4)</sup>.

Sia i potenziamenti che i rifacimenti degli impianti esistenti (ossia quelli entrati in servizio prima del 31 gennaio 1991 e quelli per i quali è terminato il periodo di

---

<sup>(3)</sup> La Relazione, intitolata “Normativa in materia di cessioni, di vettoriamento, di scambi e di produzione per conto Enel di energia elettrica”, è stata redatta dal CIP in data 29 aprile 1992.

<sup>(4)</sup> Il titolo VII, lettera B), del provvedimento CIP n. 6/92 attribuisce, tuttavia, ai produttori la facoltà di optare per la normativa prevista dai suddetti provvedimenti CIP n. 15/89 e CIP n. 34/90.

corresponsione dell'ulteriore componente di prezzo), previo accertamento favorevole da parte del *Comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate* di cui al provvedimento CIP n. 15/89 <sup>(5)</sup>, seguono la regolamentazione degli impianti "nuovi" <sup>(6)</sup>.

Dal punto di vista delle fonti di energia, il provvedimento CIP n. 6/92 ha considerato le seguenti tre classi di impianti:

- a) *«alimentati da fonti rinnovabili: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali;*
- b) *alimentati da fonti assimilate a quelle fonti rinnovabili: quelli di cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica e di calore; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti; nonché quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati;*
- c) *alimentati da fonti convenzionali: quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali ed altri impianti non rientranti nelle lettere precedenti».*

Nella scelta delle fonti da promuovere il legislatore ha voluto quindi riconoscere prezzi e contributi anche alle cosiddette *fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili*. Questa classe di impianti riguarda la cogenerazione, ovvero iniziative che, pur essendo alimentate con combustibile fossile, presentano soluzioni tecnologiche che garantiscono un uso efficiente delle risorse primarie. Il CIP, sulla base di quanto disposto dall'art. 22, comma 5, della legge n. 9/91, ha fissato, al titolo I del provvedimento CIP n. 6/92, la *condizione tecnica* per l'assimilabilità di

---

<sup>(5)</sup> Le funzioni attribuite al Comitato tecnico sono state trasferite all'Autorità che per il loro esercizio ha istituito con delibera 14 ottobre 1997, n. 104/97, il Nucleo di valutazione dei programmi e delle iniziative di cui al provvedimento Cip n. 6/92 e norme collegate.

<sup>(6)</sup> Più precisamente il positivo accertamento di potenziamento di impianto idroelettrico non comporta per lo stesso il trattamento da "impianto nuovo" ma quello da impianto idroelettrico potenziato.

un impianto termoelettrico ad un impianto che utilizza fonti di energia rinnovabili (7).

I prezzi di cessione ed i contributi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92 vengono corrisposti solo all'energia elettrica destinata alla rete pubblica: è, quindi, esclusa dall'ambito di applicazione del provvedimento l'energia che i produttori utilizzano direttamente per i propri fabbisogni. Pertanto, i soggetti interessati sono:

---

(7) Un impianto è assimilato agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili quando l'indice energetico  $I_{en}$  verifica la seguente condizione:

$$I_{en} = \frac{E_e}{E_c} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} - a \quad (1)$$

dove:

$E_e$  = energia elettrica utile prodotta annualmente dall'impianto al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari, sulla base del programma annuale di utilizzo;

$E_t$  = energia termica utile prodotta annualmente dall'impianto;

$E_c$  = energia immessa annualmente nell'impianto attraverso i combustibili fossili commerciali;

$$a = \left( \frac{1}{0,51} - 1 \right) \cdot \left( 0,51 - \frac{E_e}{E_c} \right).$$

La condizione tecnica stabilita al titolo I del provvedimento CIP n. 6/92 per l'assimilabilità a fonte rinnovabile è la seguente:

$$I_{en} \geq 0,51 \quad (2)$$

che può essere riformulata come:

$$\frac{1}{0,51} \cdot \frac{E_e}{E_c} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} \geq 1 \quad (3)$$

La condizione deriva dal criterio di prendere a riferimento il valore massimo del rendimento per la produzione di energia elettrica alla luce dell'attuale situazione tecnologica (0,51). Se un impianto, nel produrre energia elettrica, utilizza combustibili fossili non commerciali e/o recupera il calore di scarto (cogenerazione) può avere un rendimento elettrico inferiore al valore massimo purché la diminuzione di produzione elettrica venga compensata dall'utilizzo di combustibili e/o calore di scarto, tenendo conto dell'equivalenza energetica esistente tra le varie forme di energia. La condizione di assimilabilità risulta verificata anche in assenza di utilizzo di energia termica, nel caso in cui la produzione elettrica avvenga con efficienza superiore al 51%. D'altra parte il CIP n. 6/92 non ha introdotto nessuna condizione minima riguardo alla produzione termica che, pertanto, può anche essere nulla.

Il decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992 ha disposto che, per quanto riguarda la localizzazione dell'iniziativa, sarà assegnata una maggiorazione del 10% al suddetto indice energetico, quando gli impianti vengono ubicati in regioni aventi un deficit della produzione elettrica netta destinata al consumo, rispetto all'energia elettrica richiesta, superiore al 50%. In ciascuna regione tale maggiorazione verrà concessa a partire dagli impianti aventi il maggior valore dell'indice energetico e sarà applicata nei limiti necessari a ridurre il suddetto deficit al 50%.

- a) tutti i produttori terzi che cedono energia elettrica all'Enel sia da impianti (detti di tipo A) che mettono a disposizione l'intera potenza o una quota di potenza prefissata, sia da impianti (detti di tipo B) che cedono le eccedenze. Si ricorda che la disciplina degli impianti di tipo B è stata oggetto di un intervento dell'Autorità che ha provveduto all'aggiornamento dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica con la deliberazione 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997;
- b) le imprese produttrici-distributrici per l'energia elettrica prodotta ed immessa direttamente nella rete pubblica.

Il Ministro dell'industria, con il già citato decreto 25 settembre 1992, ha approvato le convenzioni-tipo, previste dall'art. 22, comma 4, della legge n. 9/91, a cui devono conformarsi i produttori terzi e l'Enel per la cessione, il vettoriamento, lo scambio e la produzione per conto della nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate.

## **2.2. Formazione della graduatoria di priorità**

Il decreto ministeriale 25 settembre 1992, di approvazione della convenzione-tipo per la cessione di energia elettrica, prevede (1° Ritenuto) che *«la programmazione di tutti gli interventi realizzativi dell'Enel Spa e degli altri produttori [...] dovrà essere regolata secondo una graduatoria di priorità che tenga conto essenzialmente delle fonti utilizzate, del risparmio energetico atteso e dei vantaggi realizzabili in termini di protezione dell'ambiente»*. L'istituzione di una graduatoria di priorità quale strumento per regolamentare l'accesso alla produzione trova la sua giustificazione da un lato nell'esigenza di programmare gli incrementi nella capacità produttiva e dall'altro nell'esigenza di riconoscere i prezzi fissati dal provvedimento CIP n. 6/92 solo agli impianti che sono stati inclusi nella graduatoria medesima, predisponendo conseguentemente la disponibilità delle risorse finanziarie necessarie.

Il decreto 25 settembre 1992 prevede poi che all'interno della *graduatoria di priorità* le diverse fonti siano ordinate secondo le seguenti quattro categorie di impianti:

- categoria A comprendente: impianti che utilizzano fonti rinnovabili propriamente dette; impianti alimentati da fonti assimilate con potenza elettrica fino a 10 MW;
- categoria B comprendente: impianti atti ad utilizzare carbone o gas prodotto dalla gassificazione di qualunque combustibile o residuo; impianti destinati esclusivamente a funzionamenti in emergenza;
- categoria C comprendente: impianti con potenza maggiore di 10 MW che utilizzano combustibili di processo o residui non altrimenti utilizzabili, sia per ragioni tecniche che economiche, con impiego di combustibili fossili nella quantità strettamente indispensabile all'utilizzo degli stessi combustibili di processo o residui, impianti utilizzando fonti fossili esclusivamente da giacimenti minori isolati;
- categoria D comprendente: altri impianti, con potenza maggiore di 10 MW, ordinati in funzione dell'indice energetico, di cui al titolo I del provvedimento CIP n. 6/92 e successive modificazioni.

Il suddetto decreto ministeriale stabilisce anche la procedura che i produttori terzi devono seguire quando intendono mettere a disposizione dell'Enel l'intera potenza o una quota di potenza prefissata dei loro impianti. La procedura prevista per la stipula della convenzione può essere scomposta nelle seguenti fasi:

- a) i soggetti che intendono realizzare iniziative di nuova produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, sia tramite nuovi impianti che tramite il potenziamento di impianti esistenti, inviano all'Enel la documentazione specificatamente indicata all'art. 3 del decreto in questione. Con cadenza semestrale, ossia entro il 30 giugno ed il 31 dicembre di ogni anno, l'Enel ed i proponenti definiscono la verifica delle condizioni prescritte ai fini della stipula delle convenzioni preliminari:
- b) entro 90 giorni dalla fine di ogni semestre l'Enel trasmette al Ministero dell'industria, *«ai fini dell'esercizio dei compiti di vigilanza»*, un documento contenente la *«situazione aggiornata delle iniziative nel settore elettrico, comprendente gli impianti programmati dai produttori terzi e dalle imprese elettriche degli enti locali, nonché gli impianti programmati dell'Enel Spa.*

*Nella situazione dovranno essere indicate le iniziative prescelte e le specifiche motivazioni di quelle escluse, segnalando, anche, l'effettivo stato di avanzamento dei lavori relativi ai nuovi impianti, se difforme rispetto alle previsioni; dovranno essere altresì trasmesse le convenzioni preliminari o definitive già concluse»;*

- c) i produttori terzi le cui iniziative siano state *prescelte* possono avviare le trattative con l'Enel al fine di sottoscrivere la “*convenzione preliminare*” per la cui stipula, tuttavia, il decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992 non ha previsto termini ultimativi. Successivamente, il decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994 ha stabilito che il preventivo dei costi di allacciamento e le caratteristiche principali dello stesso devono essere forniti dall'Enel al produttore cedente entro 60 giorni dalla richiesta di quest'ultimo. Il decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997 ha stabilito che la convenzione preliminare deve essere stipulata entro e non oltre 90 giorni dalla data di comunicazione, da parte dell'Enel, del preventivo di allacciamento. Nella *convenzione preliminare*, oltre alle caratteristiche tecniche dell'impianto, sono indicati anche i tempi relativi all'inizio e al termine dei lavori di costruzione, per il cui mancato rispetto non viene prevista, tuttavia, alcuna penale;
- d) durante il periodo di costruzione dell'impianto si svolgono le trattative per la firma della “*convenzione definitiva*”, la cui stipula avviene dopo l'ultimazione dei lavori di costruzione.

### **2.3. Prezzi di cessione e contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici**

Per quanto riguarda i prezzi di cessione di energia elettrica alle imprese distributrici acquirenti <sup>(8)</sup> riconosciuti ai produttori terzi, il provvedimento CIP n. 6/92 differenzia tra:

---

<sup>(8)</sup>Ai sensi del l'art. 22, comma 3, della legge n. 9/91 si tratta dell'Enel e delle imprese produttrici e distributrici di cui all'art. 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'art. 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308.

- a) prezzi relativi alla cessione di energia elettrica da impianti esistenti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate e da impianti utilizzando fonti convenzionali (titolo III del provvedimento CIP n. 6/92);
- b) prezzi relativi alla cessione di energia elettrica da impianti nuovi utilizzando fonti rinnovabili o assimilate (titolo II del provvedimento CIP n. 6/92).

Nel **caso a)**, i prezzi di cessione sono stati determinati sulla base del *costo evitato di produzione dell'Enel* <sup>(9)</sup> che il titolo II, punto 2, del provvedimento CIP n. 6/92 stabilisce sia composto da tre componenti di prezzo, vale a dire:

1. costo evitato di impianto, comprensivo degli interessi passivi in corso d'opera;
2. costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse;
3. costo evitato di combustibile.

Le tre componenti riconosciute alla cessione di energia elettrica sono corrisposte *per tutta la durata del contratto*, la quale viene stabilita nella convenzione, ossia «*fino alla data in cui il produttore si impegna a cedere energia elettrica all'Enel*», secondo quanto disposto dall'art. 17 della convenzione-tipo per la cessione, approvata dal decreto ministeriale 25 settembre 1992.

Nel **caso b)**, ossia quando l'energia elettrica è prodotta da impianti nuovi utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate, ai prezzi precedentemente definiti si somma una quarta o ulteriore componente di prezzo, vale a dire:

4. costo correlato, in base a quanto previsto dal titolo II, punto 3, del CIP n. 6/92, «*ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto*».

Questa componente ulteriore, finalizzata ad un recupero accelerato del capitale investito, è corrisposta solo per la durata di otto anni dalla fine del periodo di avviamento dell'impianto; al termine degli otto anni, l'impianto continua a percepire le tre componenti relative al costo evitato di produzione. Tuttavia, se le parti hanno sottoscritto una convenzione di durata inferiore agli otto anni, l'ulteriore componente viene corrisposta per tale minor durata, in quanto parte integrante del prezzo di cessione. Il titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n. 6/92 prevede, inoltre, che il riconoscimento di tale componente di prezzo sia

---

<sup>(9)</sup> Per i dettagli tecnico-economici del costo evitato di produzione dell'Enel si veda il capitolo 3.

alternativo ai contributi previsti dalla legge n. 10/91 e segua i criteri di cumulo stabiliti per la legge stessa nella delibera CIPE 26 novembre 1991. Per tale motivo, il titolo II, punto 4, del provvedimento CIP n. 6/92 dispone che, in mancanza della dichiarazione giurata (la quale deve essere allegata alla convenzione di cessione) di non aver fruito dei contributi della legge di cui sopra, l'ulteriore componente è ridotta in misura corrispondente ai contributi in conto capitale previsti per le diverse tipologie di impianti dalla legge n. 10/91 <sup>(10)</sup>.

Con riferimento al periodo di cessione, il prezzo può essere:

- *unico*: per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW, per gli impianti che impiegano energia eolica, geotermica, fotovoltaica, per gli impianti alimentati con RSU e con biomasse, e per gli impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia;
- *differenziato*: fra ore piene <sup>(11)</sup> ed ore vuote per gli idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente sopra i 3 MW, per gli impianti assimilati utilizzanti idrocarburi e carbone <sup>(12)</sup> e per gli impianti idroelettrici potenziati (indipendentemente dalla taglia).

Nel caso di prezzo differenziato, le quattro componenti del prezzo di cessione vengono corrisposte per le sole ore piene, mentre all'energia ceduta nelle ore vuote è riconosciuto solo il costo evitato di combustibile.

Per quanto riguarda i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate ed immessa nella rete pubblica, viene riconosciuto - ai sensi del titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP n. 6/92 - «un contributo pari alla

---

<sup>(10)</sup> L'art. 11, comma 4, della legge n. 10/91 stabilisce che con decreto del Ministro dell'industria può essere concesso e liquidato un contributo in conto capitale agli impianti di cui al comma 3 (ovvero: impianti con potenza uguale o superiore a 10 MW termici o a 3 MW elettrici relativi a servizi generali e/o al ciclo produttivo che conseguano risparmio di energia attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili di energia e/o un migliore rendimento di macchine e apparecchiature e/o la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili) nel limite massimo del 30% della spesa totale ammessa al contributo preventivata e documentata, elevabile al 40% nel caso di impianti di cogenerazione.

<sup>(11)</sup> Le ore piene nel CIP n. 6/92 rappresentano l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico (come definite dal provvedimento CIP 19 dicembre 1990, n. 45, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 302 del 29 dicembre 1990) e sono pari a 3.600 ore/anno.

<sup>(12)</sup> L'art. 3 del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994 ha successivamente stabilito che per gli impianti che utilizzano carbone il prezzo di cessione è unico.

*somma del costo evitato di combustibile e della componente relativa alla specifica tipologia di impianto, definita nel precedente titolo II, punto 3».* Dall'esame della norma richiamata emerge, pertanto, l'assenza di criteri espressi per l'individuazione e quantificazione del costo evitato di combustibile. Inoltre, diversamente da quanto accade per i produttori terzi, per i quali il riconoscimento dei prezzi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92 è subordinato al positivo esito della verifica propedeutica alla stipula della *convenzione preliminare*, nel caso delle imprese produttrici-distributrici non è riscontrabile nella disciplina vigente un'analoga procedura. Il fatto che, nella specie, non debbano essere stipulate convenzioni determina poi un'ulteriore incertezza per lo meno quanto alla durata della corresponsione del costo evitato di combustibile.

Le componenti di prezzo 1. e 2. sono state poste a carico dell'Enel, mentre le componenti di prezzo 3. e 4. a carico della CCSE su appositi conti denominati, rispettivamente, "Conto per l'onere termico" e "Conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate". Le risorse finanziarie necessarie per alimentare i due conti presso la CCSE sono ottenute applicando sulle forniture di energia elettrica aliquote di sovrapprezzo, differenziate a seconda che le forniture avvengano in bassa, media o alta tensione <sup>(13)</sup>.

Per tutti i nuovi impianti, a richiesta del soggetto interessato (sia esso un produttore terzo o un'impresa produttrice-distributrice), il provvedimento CIP n. 6/92 prevede i seguenti due regimi alternativi:

- regime forfettario, consistente nell'applicazione dei prezzi di cessione e dei contributi prefissati e determinati secondo le modalità sopra illustrate (costi evitati

---

<sup>(13)</sup> A seguito della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, recante "Razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1997, è stato istituito presso la CCSE il "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate" che incorpora il "Conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate" e che è competente per la copertura della componente 3. del prezzo di cessione relativa al costo evitato di combustibile precedentemente posta a carico del "Conto onere termico". Successivamente con la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1998, la quota della componente 3. corrispondente ai costi di energia riconosciuti alla produzione termoelettrica nazionale viene posta a carico del "Conto costi energia", mentre la restante quota della componente 3. e la componente 4. sono poste a carico del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate".

di produzione ed ulteriore componente di prezzo correlata ai maggiori costi delle diverse tipologie di impianto);

- regime di accertamento dei costi, consistente nell'esame di ogni singola iniziativa da parte del *Comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate* (oggi dal *Nucleo di valutazione dei programmi e delle iniziative di cui al provvedimento CIP n. 6/92 e norme collegate*) al fine di accertarne i costi effettivi e di riconoscere una maggiorazione della sola ulteriore componente di prezzo nella misura massima del 20%, e allo scopo di determinare il prezzo di cessione (o il contributo) per quelle fonti rinnovabili per le quali il provvedimento non ha proceduto alla fissazione dei corrispettivi. I criteri che il *Comitato* deve seguire per l'espletamento delle istruttorie relative all'accertamento dei costi sono contenuti nel titolo V del provvedimento CIP n. 6/92. Il medesimo titolo V, al punto 3, dispone che, in attesa del provvedimento con cui il Ministro-Presidente delegato del CIP fissa i nuovi prezzi (o contributi) a seguito del positivo accertamento dei costi, si applicano i prezzi (o i contributi) previsti dal regime forfettario.

I prezzi di cessione ed i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici sono soggetti al già citato meccanismo di aggiornamento annuale operato dalla CCSE, il quale viene nel seguito descritto.

#### **2.4. Aggiornamento annuale dei prezzi di cessione e dei contributi**

Il titolo II, punto 7, del provvedimento CIP n. 6/92 dispone che le quattro componenti del prezzo di cessione «*vengono aggiornate dalla CCSE entro il mese di aprile di ciascun anno con decorrenza dall'1 gennaio dello stesso anno*» sulla base dei seguenti criteri:

- le componenti relative al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali, nonché l'ulteriore componente di prezzo sono aggiornate sulla base della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo per l'intera collettività nazionale registrata nell'anno solare precedente;
- la componente relativa al costo evitato di combustibile è aggiornata in base alla variazione percentuale registrata tra il valore medio del prezzo del gas

naturale nell'anno 1992 riferito a forniture continue per centrali termoelettriche a ciclo combinato con consumo superiore a 50 milioni di metri cubi rispetto a quello dell'anno 1991. Dall'art. 3 del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994 viene previsto il riferimento all'accordo Snam/Confindustria: *Contratto di lungo termine per la somministrazione di gas per la produzione di energia elettrica per cessione a terzi.*

Tale accordo, sottoscritto tra Snam Spa e Confindustria in data 8 luglio 1994, regola, sulla base di contratti della durata di 10 oppure di 15 anni, le forniture di gas naturale utilizzato prevalentemente per la produzione di energia elettrica destinata alla cessione alla rete pubblica. La Confindustria ha riconosciuto a Unapace la titolarità diretta per la sottoscrizione di detto contratto (a cui fa esplicito riferimento l'art. 3 del decreto ministeriale 4 agosto 1994), tra cui il rinnovo e le modifiche delle condizioni dello stesso. In data 21 novembre 1997 l'Unapace ha richiesto alla Snam Spa la verifica delle condizioni economiche previste dal citato accordo dell'8 luglio 1994. Snam Spa e Unapace, in data 1 giugno 1998, hanno sottoscritto due nuovi accordi aventi validità 1 giugno 1998-31 dicembre 2006 e denominati rispettivamente:

- a) *“Somministrazione di gas naturale a impianti di produzione di energia elettrica per cessione a terzi”*;
- b) *“Contratto di lungo termine per la somministrazione di gas per la produzione di energia elettrica per cessione a terzi (riferimento provvedimento CIP n. 6 del 29 aprile 1992 e successive modifiche)”*.

Il primo accordo determina il prezzo del gas naturale destinato alla produzione di energia elettrica per la cessione a terzi, mentre il secondo stabilisce una riduzione in cifra fissa e invariabile di 6 Lire per ogni metro cubo prelevato, a parità di scaglione mensile di consumo, a favore dei contratti riguardanti l'uso del gas naturale per la produzione di energia elettrica in regime CIP n. 6/92. Tale sconto di 6 Lire/mc si giustifica in relazione alla maggior durata garantita a questi ultimi contratti sottoscritti in passato, mentre per i nuovi contratti, regolati in base al primo accordo, è prevista la possibilità di una durata minima triennale.

I valori risultanti dall'aggiornamento annuale applicato dalla CCSE sono utilizzati come valori di conguaglio per l'anno precedente e come base per determinare i valori di acconto per l'anno in corso.

L'art. 3 del decreto ministeriale 4 agosto 1994 precisa, inoltre, che il prezzo di cessione viene aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi.

## **2.5. Sospensione delle procedure in materia di cessione dell'energia elettrica di nuova produzione da fonti rinnovabili ed assimilate**

L'art. 1, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997 sospende, a partire dalla data di entrata in vigore dello stesso decreto, la procedura prevista dall'art. 3 del decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992, in base alla quale i produttori terzi venivano "prescelti" per realizzare iniziative di cessione dedicata di energia elettrica all'Enel sia da nuovi impianti, sia tramite il potenziamento di impianti esistenti.

L'art. 1, comma 1, del decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997 individua gli impianti limitatamente ai quali continua ad applicarsi il meccanismo dei prezzi e dei contributi di cui al provvedimento CIP n. 6/92:

- 1) «agli impianti già realizzati» e «a quelli in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del presente decreto», i quali rappresentano gli impianti delle imprese produttrici-distributrici (segnatamente dell'Enel e di alcune imprese elettriche degli enti locali). Tali impianti, producendo ed immettendo energia direttamente nella rete pubblica, non dovevano sottostare alla verifica definita dall'Enel e dai proponenti, di cui all'art. 3 del decreto ministeriale 25 settembre 1992, per la cessione e quindi non possono essere considerati "iniziative prescelte". Gli impianti delle imprese produttrici-distributrici sono, infatti, titolati a ricevere i contributi di cui al provvedimento CIP n. 6/92 in forza del titolo IV, lettera B), del provvedimento stesso. Si evince, quindi, che oggi ad un'impresa produttrice-distributtrice continua ad applicarsi tale provvedimento solo per impianti già realizzati o per impianti in corso di realizzazione entro il 22 febbraio 1997, data di entrata in vigore del decreto ministeriale 24 gennaio 1997. Si aggiungono, inoltre, anche gli impianti sia

delle imprese produttrici-distributrici, sia di produttori terzi che sono stati oggetto di interventi di potenziamento e di rifacimento in corso di realizzazione o già ultimati alla data del 22 febbraio 1997;

2) «*alle iniziative e alle proposte di cessione previste dal comma 7 dell'art. 3 della legge 14 novembre 1995, n. 481*», segnatamente:

- a) le iniziative dei produttori terzi “*prescelte*” alla data del 19 novembre 1995, data di entrata in vigore della legge n. 481/95, ai fini della stipula delle convenzioni, anche preliminari, previste dal decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992. Nelle “*iniziative prescelte*” sono da ritenersi inclusi gli impianti compresi nelle convenzioni-quadro stipulate dall'Enel prima dell'entrata in vigore della legge n. 9/91 purché, come disposto dall'art. 2, comma 2, del decreto ministeriale 25 settembre 1992, «*dette convenzioni-quadro siano integrate dalle condizioni per esse previste nella premessa alla convenzione-tipo sub A) di cui al presente decreto*». Sono inclusi anche gli impianti ammessi a cedere energia elettrica a seguito della verifica operata dall'Enel e dai proponenti fino al 30 giugno 1995 (VI graduatoria). Il decreto ministeriale 24 gennaio 1997, «*Vista la lettera 27 settembre 1996, con la quale l'Enel ha comunicato l'impossibilità di accogliere altre iniziative oltre quelle già prescelte alla data del 30 giugno 1995*», sancisce infatti che le nuove proposte di cessione di energia elettrica pervenute successivamente a tale data (e che hanno dato origine alla formazione della VII, VIII e IX graduatoria) non potranno essere soggette alla verifica;
- b) le proposte di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili propriamente dette, presentate all'Enel entro il 31 dicembre 1994;
- c) le proposte di cessione di energia elettrica che utilizzano gas d'altoforno o di cokeria presentate all'Enel entro la medesima data - 31 dicembre 1994 - a condizione che permanga la necessaria attività primaria dell'azienda. Si tratta degli impianti alimentati a gas siderurgico della società Ise di Piombino e della Società Triestina Energia di Servola, ossia due proposte di cessione che erano state dichiarate ammissibili a verifica al 31 dicembre 1994;

d) “*le altre iniziative*” che rientrano sub 1).

Infine, l’art. 2, comma 1, del suddetto decreto detta le modalità per la stipula delle convenzioni preliminari di cessione di energia elettrica previste dall’art. 2 del decreto del Ministro dell’industria 25 settembre 1992: se entro 90 giorni dalla comunicazione del preventivo di allacciamento da parte dell’Enel non viene stipulata la *convenzione preliminare*, l’iniziativa del terzo proponente si intende rinunciata.

Nel corso del 1998 il Ministro dell’interno - Delegato al coordinamento della protezione civile ha emanato tre ordinanze volte a fronteggiare, rispettivamente, le situazioni di emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania (ordinanza 31 marzo 1998, n. 2774, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 81 del 7 aprile 1998), lo stato di emergenza socio-economico-ambientale nella regione Puglia (ordinanza 31 marzo 1998, n. 2776, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 80 del 6 aprile 1998) e la situazione di emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Calabria (ordinanza 1 ottobre 1998, n. 2856, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 236 del 9 ottobre 1998). Nelle tre ordinanze si fa ancora riferimento alle condizioni previste dal provvedimento CIP n. 6/92, disponendo che «*tali incentivi si applicano alla produzione di energia elettrica mediante combustione del CDR ottenuto trattando fino al 50 per cento in peso dei rifiuti urbani totali della regione e da tutti gli altri rifiuti assimilati*». Va osservato, tuttavia, che le nuove convenzioni di cessione, dovendo essere stipulate «*in luogo di iniziative, ammesse fino al 30 giugno 1995, che non hanno trovato concretezza*» non danno origine alla formazione di una nuova graduatoria.

## **2.6. Schema di decreto legislativo recante norme per la prima attuazione della direttiva 96/92/CE**

1. Lo schema di decreto legislativo, approvato in via preliminare dal Consiglio dei ministri il 10 novembre 1998, recante norme per la prima attuazione della direttiva europea sul mercato interno dell’energia elettrica, all’art. 15 dispone che «*la decorrenza delle incentivazioni concernenti i provvedimenti di cui all’art. 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481, è prorogabilmente stabilita*

*nella convenzione preliminare stipulata con l'Enel Spa prima della data di entrata in vigore del presente decreto», ovvero i soggetti che non daranno integrale attuazione a quanto disposto dalla convenzione preliminare, come ad esempio in termini di rispetto della data di ultimazione dell'impianto, saranno considerati rinunciatori: il Ministro dell'industria, tuttavia, con proprio decreto potrà concedere una proroga dei relativi termini non superiore ad un anno.*

Lo stesso art. 15, comma 2, prevede che anche la localizzazione degli impianti indicata nelle convenzioni preliminari possa essere modificata, su richiesta dei proponenti, con decreto del Ministro dell'industria, previo parere favorevole degli enti locali competenti e a condizione che l'assetto della rete elettrica nell'area interessata resti invariato. La richiesta di spostamento di sito, tuttavia, non sospende il termine relativo alla data di ultimazione dell'impianto indicato nella convenzione. L'art. 15, comma 3, prevede che, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, i produttori potranno rinunciare alle facoltà e agli obblighi sottoscritti nelle convenzioni preliminari, senza essere soggetti ad alcuna sanzione.

Dallo schema di decreto legislativo emerge pertanto un segnale affinché i soggetti terzi, titolati a godere dei prezzi fissati dal provvedimento CIP n. 6/92, rendano credibili gli impegni assunti al momento della formulazione della loro proposta, al fine di evitare che i proponenti ammessi alla cessione possano vantare un diritto acquisito, procrastinabile nel tempo in quanto senza scadenza temporale. Lo schema di decreto va pertanto nella direzione di accelerare il completamento del programma CIP n. 6/92, sia dando una risposta normativa ad alcune delle esigenze emerse (in particolare per ciò che riguarda gli spostamenti di sito degli impianti), sia fissando tempi certi sulla potenza che dovrà entrare in esercizio, allo scopo anche di rendere più prevedibili le quantificazioni dell'onere a carico dell'utenza.

Si evidenzia, tuttavia, che nulla viene detto all'interno dello schema di decreto legislativo in merito ai contributi corrisposti, ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92, titolo IV, lettera B), alle imprese produttrici-distributrici per l'energia elettrica prodotta ed immessa direttamente nella rete pubblica da nuovi impianti utilizzanti fonti rinnovabili ed assimilate.

2. Lo stesso decreto legislativo all'art. 3, comma 12, dispone che *«i diritti e le obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, sono ceduti dall'Enel Spa all'ente [gestore della rete di trasmissione nazionale], il quale può cederli ad altri operatori»*. Il trasferimento di tali diritti ed obbligazioni potrebbe riguardare i contratti sottoscritti tra l'Enel ed i produttori terzi ai sensi del decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992.

Inoltre, in base all'art. 11, comma 2, dello schema di decreto legislativo, lo stesso ente gestore della rete di trasmissione nazionale *«assicura la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione ...»* anche quando, entro l'1 gennaio 2001, l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica avverrà secondo il dispacciamento di merito economico. E' possibile pertanto ritenere che l'energia soggetta al regime CIP n. 6/92 potrebbe essere dispacciata al prezzo che si formerà sul mercato e che la differenza tra tale prezzo di mercato ed i corrispettivi determinati in via amministrativa potrebbe essere corrisposta al produttore attraverso opportuni meccanismi di compensazione.

L'art. 11, comma 1, dello schema di decreto legislativo prevede l'obbligo per gli importatori e per i soggetti responsabili degli impianti che, alla data di entrata in vigore del decreto, importano o producono più di 100 GWh su base annua, di immettere in rete, a partire dall'1 gennaio 2001, almeno il 20% dell'energia (su base annua) generata da fonti rinnovabili o di acquistare l'equivalente quota da altri produttori o dall'operatore del mercato.

A ciò si aggiunge che l'art. 8, comma 3, dello schema di decreto prevede l'emanazione di *«uno o più regolamenti per disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di produzione di energia elettrica o la modifica o il ripotenziamento di impianti esistenti alimentati da fonti convenzionali»*; in base al successivo comma 4 dello stesso articolo, il rilascio di tale autorizzazione è subordinato alla costruzione, anche da parte di altri soggetti, di nuovi impianti da fonti rinnovabili che immettono energia in rete in misura non inferiore all'1% dell'energia derivante dalla nuova capacità autorizzata.

L'insieme di queste disposizioni sembrerebbe istituire, in prospettiva, un meccanismo di “ obblighi all'acquisto e obblighi di generazione di energia da fonti rinnovabili” con possibilità di negoziazione degli stessi che è riconducibile alla categoria dei cosiddetti “*certificati verdi*” <sup>(14)</sup>. Aderendo al modello di mercato dei “*certificati verdi*”, l'offerta sarebbe rappresentata sia da soggetti che hanno in corso un programma di installazione di impianti da fonti rinnovabili sia da soggetti che già dispongono di una generazione da fonte rinnovabile, mentre la domanda sarebbe costituita da quei soggetti che, avendo una produzione da fonte rinnovabile inferiore alla quota del 20%, acquistano quote da altri operatori con un eccesso di produzione da fonte rinnovabile ovvero da soggetti che si trovano nella condizione di accrescere la loro capacità di generazione con impianti alimentati da fonti convenzionali.

Nelle previsioni potrebbe pertanto verificarsi che gli stessi contratti relativi all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sottoscritti ai sensi del decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992 e trasferiti, secondo quanto previsto dallo schema di decreto, all'ente gestore della rete di trasmissione nazionale, diventino, ad esempio, oggetto di acquisto da parte di quei produttori/importatori che devono disporre della quota imposta del 20%.

Ciò potrebbe portare alla creazione di un mercato parallelo in cui verrebbero negoziati gli “obblighi all'acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili” e sul quale il prezzo, determinato dal mercato stesso, potrebbe risultare anche superiore a quello previsto dal provvedimento CIP n. 6/92 medesimo, il quale diventerebbe il valore “minimo” per le negoziazioni.

---

<sup>(14)</sup> Il modello dei “*certificati verdi*” è in corso di definizione in alcuni paesi, tra cui l'Olanda dove però è previsto l'obbligo all'acquisto di una quota di energia da fonte rinnovabile in capo ai distributori. Il distributore può scegliere se produrre direttamente tale energia, conseguendo in tal caso gratuitamente “*certificati verdi*” emessi da un organismo appositamente istituito, oppure acquistare “*certificati verdi*” che garantiscano l'utilizzo di fonti rinnovabili da parte di altri produttori per la quota di energia corrispondente.

### 3. Dati tecnico-economici relativi ai “costi evitati” dell’impianto di riferimento R definito nel provvedimento CIP n. 6/92

Nel 1992 il CIP ha determinato le tre componenti del prezzo di cessione relative al costo evitato di produzione (impianto; esercizio, manutenzione e spese generali; combustibile) con riferimento ad un impianto a ciclo combinato gas-vapore, due sezioni da 350 MW lordi di potenza (345 MW netti), alimentato a gas naturale, con un’utilizzazione standard di 6.000 ore/anno, un organico di 85 unità ed un costo annuo del personale di 70 milioni di lire/addetto (di seguito: impianto R). Questi dati sono stati forniti dall’Enel (e confrontati con altri operatori del settore) basandosi su un impianto che all’epoca di emanazione del provvedimento CIP n. 6/92 doveva ancora essere costruito e che nei fatti corrisponde ad una centrale del tipo di quella a ciclo combinato realizzata in seguito dalla stessa Enel a Trino Vercellese.

**Tabella 2: Principali dati tecnico-economici dell’impianto di riferimento R**

<b>Valori CIP n. 6/92, in lire 1992, dell’impianto R stimato “a preventivo”</b>	
Potenza elettrica netta di ciascuna delle due sezioni	345 MW <sub>e</sub>
Ore di funzionamento/anno (fattore di utilizzo alla massima potenza)	6.000 (68%)
Rendimento energetico netto (misurato al potere calorifico inferiore)	45,9%
Investimento, esclusi interessi di costruzione (Lire/kW <sub>e</sub> netti)	1.310.000
Investimento, compresi interessi di costruzione (Lire/kW <sub>e</sub> netti)	1.400.000
Costo di combustibile (Lire/mc)	163
Addetti (numero)	85
Costo medio annuo per addetto	70 milioni
Tempo di costruzione (anni)	2

*Fonte: elaborazioni a partire dalle informazioni contenute nella “Relazione” di accompagnamento al provvedimento CIP n. 6/92.*

Il costo evitato di impianto, comprensivo degli interessi di costruzione, è stato calcolato pari a 1.400.000 Lire/kW (1.310.000 Lire/kW costo di impianto a cui si aggiungono 90.000 Lire/kW di interessi passivi in corso d’opera).

Il costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali è risultato, rispettivamente, così composto: 17.300 Lire/kW, 19.600 Lire/kW e 16.200

Lire/kW, per complessive 53.100 Lire/kW annue (ossia pari al 3,8% del costo dell'impianto R inclusivo degli interessi).

Per il costo evitato di combustibile si è considerato un consumo specifico di 1.872,75 kcal/kWh, ovvero 0,227 mc/kWh (con potere calorifico inferiore da 8.250 kcal/mc e rendimento energetico pari al 45,9%).

Nel corso del 1998 l'Enel ha comunicato all'Autorità (con lettera del 18 settembre 1998, prot. A/113) che l'investimento complessivo a consuntivo <sup>(15)</sup> per l'impianto a ciclo combinato di Trino Vercellese è stato pari a 1.051 miliardi di lire, a cui corrisponde, tenuto conto che la potenza netta di ciascuna delle due sezioni è di 343 MW, un investimento unitario di 1.530.000 Lire/kW, al netto degli interessi passivi in corso d'opera. A prezzi 1998 il valore dell'impianto di riferimento definito dal CIP nell'anno 1992 sarebbe pari a 1.690.000 Lire/kW (al netto degli interessi passivi in corso d'opera). Pertanto, questo valore preso a riferimento dal CIP n. 6/92 risulta sovrastimato rispetto al costo unitario a consuntivo dichiarato dall'Enel per l'impianto di Trino Vercellese.

Relativamente ai costi di esercizio l'Enel prevede per Trino Vercellese, nel 1999, un'utilizzazione di 6.800 ore/anno (contro le 6.000 ore stimate standard dal CIP nella "Relazione" di accompagnamento al provvedimento n. 6/92), un rendimento netto del 47% (contro il 45,9% stimato) che determina, ai valori monetari del 1998, un costo di combustibile pari a 49,3 Lire/kWh (contro le 58,4 Lire/kWh oggi rimborsate dalla CCSE come acconto 1998) ed un numero di addetti pari a 66 (contro gli 85 previsti nella citata "Relazione" del CIP).

### **3.1. Valori dei prezzi di cessione e dei contributi nel 1992**

Nel 1992 le quattro componenti del prezzo di cessione valide ai fini dell'applicazione del regime forfettario sono state determinate, per il caso di prezzo unico, nel seguente modo:

---

<sup>(15)</sup> Il dato, significativo in quanto a consuntivo, include tutti i costi, espressi in lire correnti, di forniture e servizi relativi ad uno schema contrattuale equivalente di tipo "chiavi in mano", comprese le opere civili ed esclusi gli interessi passivi in corso d'opera. Va sottolineato, tuttavia, che tale dato, oltre che puntuale, risulta inevitabilmente affetto da specificità, in termini di taglia dell'impianto, di caratteristiche tecniche e si riferisce ad ordini di acquisto emessi nel 1992.

1. per quanto riguarda la componente 1., posto un costo di impianto pari a 1.400.000 Lire/kW, la rata annua di ammortamento per 15 anni e al tasso reale del 7% (coefficiente pari a 0,1098) determina un onere di 153.700 Lire/kWanno che, rapportato a 6.000 ore di funzionamento, individua un costo evitato di impianto di 26 Lire/kWh;
2. per quanto riguarda la componente 2., i costi di esercizio, manutenzione e spese generali - pari complessivamente a 53.100 Lire/kWanno - rapportati a 6.000 ore/anno di funzionamento, determinano un costo di 9 Lire/kWh;
3. per quanto riguarda la componente 3., il costo di combustibile è riferito a forniture continue di gas naturale per centrali termoelettriche a cicli combinati e consumo annuo superiore a 50 milioni di mc. Tale costo è stato valutato, «sulla base di comunicazione specifica della Snam» (pag. 5 della “Relazione” di accompagnamento al provvedimento CIP n. 6/92), mediamente pari a 163 Lire/mc nel 1991, determinando un costo evitato di combustibile di 37 Lire/kWh.

La somma delle tre componenti sopraddette determina il “costo evitato di produzione” che, nel 1992, era pari a 72 Lire/kWh (tabella 3). Nel caso di prezzo di cessione differenziato tra ore piene ed ore vuote, i costi evitati di impianto, esercizio, manutenzione e spese generali (componenti 1. e 2.) sono riconosciuti solo in ore piene e vengono determinati moltiplicando i valori iniziali (26 Lire/kWh e 9 Lire/kWh) per un fattore pari a 1,67 (6.000 ore anno/3.600 ore piene), ottenendo rispettivamente 43 Lire/kWh e 15 Lire/kWh. Il costo evitato di combustibile viene, invece, riconosciuto sia in ore piene sia in ore vuote.

**Tabella 3: Costi evitati di produzione nel 1992 (Lire/kWh)**

Costi evitati	Caso di prezzo unico	Caso di prezzo differenziato	
		Cessione in ore piene	Cessione in ore vuote
1. Impianto	26	43	0
2. Esercizio, manutenzione e spese generali	9	15	0
3. Combustibile	37	37	37
<b>TOTALE</b>	<b>72</b>	<b>95</b>	<b>37</b>

4. Alla sola nuova energia prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate ai costi evitati di produzione (tabella 3) si somma un'ulteriore componente di prezzo correlata ai maggiori costi d'investimento delle diverse tipologie di impianto (componente 4.). Per ciascuna tipo di impianto indicato in tabella 4, il titolo V del provvedimento CIP n. 6/92 assume il relativo costo convenzionale C, pari al prodotto del costo dell'impianto di riferimento R (1.400.000 Lire/kW) per un coefficiente, di seguito indicato nel presente documento come coefficiente *k*. Ai fini del calcolo dell'ulteriore componente di prezzo si fa riferimento ad un'ulteriore componente di costo di impianto definita come differenza di costo tra l'impianto di riferimento R e quello convenzionale C a cui viene aggiunto un valore pari al 40% del costo dell'impianto di riferimento R (all'epoca 560.000 Lire/kW).

**Tabella 4: Coefficienti *k* e determinazione dell'ulteriore componente di costo di impianto**

Tipi di impianto	Coefficienti <i>k</i>	Costo convenzionale di impianto $C = k \cdot R$ (Lire/kW)	Ulteriore componente di costo di impianto $C_i = (C-R) + 0,4 \cdot R$ (Lire/kW)
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	2,6	3.640.000	2.800.000
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	1,8	2.520.000	1.680.000
c) Impianti eolici e geotermici	2,6	3.640.000	2.800.000
d) Impianti fotovoltaici, RSU, biomasse	4,4	6.160.000	5.320.000
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui	1,8	2.520.000	1.680.000
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili: Idrocarburi: Ien: 0,51– 0,6 oltre 0,6 Carbone: Ien oltre 0,51	1,0 1,2 1,4	1.400.000 1.680.000 1.960.000	560.000 840.000 1.120.000
g) Impianti idroelettrici potenziati	1,6	2.240.000	1.400.000

Il valore per il 1992 dell'ulteriore componente di prezzo espresso in Lire/kWh (tabella 5) si ottiene moltiplicando l'ulteriore componente di costo di impianto espressa in Lire/kW (tabella 4) per la rata annua di ammortamento (8 anni e tasso reale del 7%) e considerando 6.000 ore/anno di funzionamento.

*Determinazione dell'ulteriore componente di prezzo in caso di prezzo unico (Lire/kWh):*

$$(R * 0,4 * 0,1674) / 6.000 + (\Delta\text{costo Lire/kW} * 0,1674) / 6.000$$

dove:

*R* = costo di investimento dell'impianto di riferimento, pari a 1.400.000 Lit/kW;

0,1674 = coefficiente di ammortamento al tasso del 7% in 8 anni;

6.000 = numero ore/anno di funzionamento dell'impianto di riferimento *R*;

$\Delta\text{costo}$  = differenza tra i costi convenzionali delle singole tecnologie *C* e il costo di investimento dell'impianto di riferimento *R*

Nel caso in cui i prezzi di cessione siano differenziati tra ore piene ed ore vuote, per la determinazione dell'ulteriore componente di prezzo nelle ore piene si utilizza il fattore 1,67 precedentemente definito.

**Tabella 5: Valore dell'ulteriore componente di prezzo nel 1992 (Lire/kWh)**

Tipi di impianto	Caso di prezzo unico	Caso di prezzo differenziato	
		Cessione in ore piene	Cessione in ore vuote
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	130	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	45	-	-
c) Impianti eolici e geotermici	78	-	-
d) Impianti fotovoltaici, RSU, biomasse	150	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui	45	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51– 0,6	-	27	0
Oltre 0,6	-	40	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	-	50	0
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	65	0

I valori presentati in tabella 5 vengono corrisposti agli impianti per i quali sia stata presentata dichiarazione giurata di non aver fruito dei contributi in conto capitale di cui alla legge n. 10/91; in assenza della suddetta dichiarazione l'ulteriore componente è annullata per gli impianti assimilati con indice energetico compreso tra 0,51 e 0,6, mentre viene ridotta per le altre tipologie di impianti in misura corrispondente alle agevolazioni ricevute ai sensi della legge n. 10/91 (si veda la nota a piè pagina 10). Per la determinazione della riduzione da applicare all'ulteriore componente espressa in Lire/kWh si moltiplica un valore pari al 40% (per gli impianti di cogenerazione e di teleriscaldamento) o al 30% (per altri tipi di impianti utilizzando fonti rinnovabili) del costo convenzionale C relativo a ciascun impianto per la rata annua di ammortamento (8 anni e tasso reale del 7%), considerando 6.000 ore/anno di funzionamento (tabella 6).

*Determinazione della riduzione da applicare all'ulteriore componente di prezzo  
in caso di prezzo unico (Lire/kWh):*

$$(Costo\ convenzionale * 0,3\ (oppure\ 0,4) * 0,1674) / 6.000$$

dove:

0,1674 = coefficiente di ammortamento al tasso del 7% in 8 anni;

6.000 = numero ore annue di funzionamento.

Nel caso in cui i prezzi sono differenziati, per la determinazione della riduzione da applicare all'ulteriore componente nelle ore piene si utilizza il fattore 1,67 precedentemente definito.

**Tabella 6: Riduzione da applicare all'ulteriore componente di prezzo in mancanza della dichiarazione giurata di non ottenimento o di rinuncia ai contributi previsti dalla legge n. 10/91 nel 1992 (Lire/kWh)**

Tipi di impianto	Caso di prezzo unico	Caso di prezzo differenziato	
		<i>Cessione in ore piene</i>	<i>Cessione in ore vuote</i>
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	50	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	20	-	-
c) Impianti eolici e geotermici	30	-	-
d) Impianti fotovoltaici, RSU, biomasse	52	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui	20	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51– 0,6	-	27	0
oltre 0,6	-	31	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	-	35	0
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	31	0

La tabella 7 presenta, infine, i prezzi che l'Enel ha corrisposto nel 1992 ai terzi per la cessione di energia elettrica in tutto o in parte dedicata prodotta da *nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate* ed in presenza della dichiarazione giurata di non aver fruito dei contributi della legge n. 10/91: i valori sono ottenuti sommando i dati della tabella 3 a quelli della tabella 5.

**Tabella 7: Prezzi di cessione per nuova produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate che mettono a disposizione l'intera potenza o una quota di potenza prefissata nel 1992 (Lire/kWh)**

Tipi di impianto	Caso di prezzo unico	Caso di prezzo differenziato	
		Cessione in ore piene	Cessione in ore vuote
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	225	37
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	117	-	-
c) Impianti eolici e geotermici	150	-	-
d) Impianti fotovoltaici, RSU, biomasse	222	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui	117	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51– 0,6	-	122	37
oltre 0,6	-	135	37
Carbone:			
Ien oltre 0,51	-	145	37
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	160	37

I contributi riconosciuti nel 1992 alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti alimentati con fonti rinnovabili ed assimilate sono dati dalla somma del costo evitato di combustibile (tabella 3) e del valore dell'ulteriore componente di prezzo (tabella 5), come stabilito dal titolo IV, lettera B) del provvedimento CIP n. 6/92.

### **3.2. Valori dei prezzi di cessione e dei contributi nel 1997 a seguito del meccanismo di aggiornamento annuale applicato dalla CCSE**

A seguito del meccanismo di aggiornamento annuale che la CCSE applica entro il mese di aprile di ciascun anno in funzione dell'indice Istat dei prezzi al consumo, l'incremento percentuale tra il 1992 ed il 1997 dei valori relativi al costo evitato di impianto e al costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali, nonché dell'ulteriore componente è stato del 25% circa, mentre, nello stesso periodo, l'incremento del contributo riconosciuto al costo evitato di combustibile ha raggiunto quasi il 58%.

Nel 1997 i costi evitati di produzione e l'ulteriore componente di prezzo, in presenza della dichiarazione giurata di non aver fruito dei contributi di cui alla legge n. 10/91, hanno assunto i valori presentati nelle tabelle 8 e 9.

**Tabella 8: Costi evitati di produzione nel 1997 (Lire/kWh)**

Costi evitati	Caso di prezzo unico	Caso di prezzo differenziato	
		Cessione in ore piene	Cessione in ore vuote
1. Impianto	32,4	53,9	0
2. Esercizio, manuten- e spese generali	11,2	18,8	0
3. Combustibile	58,4	58,4	58,4
<b>TOTALE</b>	<b>102</b>	<b>131,1</b>	<b>58,4</b>

**Tabella 9: Valore dell'ulteriore componente di prezzo nel 1997 (Lire/kWh)**

Tipi di impianto	Caso di prezzo unico	Caso di prezzo differenziato	
		Cessione in ore piene	Cessione in ore vuote
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	162,8	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	56,4	-	-
c) Impianti eolici e geotermici	97,6	-	-
d) Impianti fotovoltaici, biomasse, RSU nonché, previo accertamento, impianti equiparati (*)	187,8	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia (*)	56,4	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili: Idrocarburi: Ien: 0,51– 0,6 oltre 0,6 Carbone: Ien oltre 0,51 (**)	- - 36,3	33,8 50,1 -	0 0 -
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	81,4	0

(\*) Come modificato dall'art. 2 del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994.

(\*\*) Ai sensi dell'art. 3 del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994 per gli impianti che utilizzano carbone il prezzo di cessione è diventato unico.

In mancanza della sopraddetta dichiarazione giurata, le ulteriori componenti di prezzo, di cui alla tabella 9, vengono ridotte sottraendo i valori di tabella 10.

**Tabella 10: Riduzione da applicare all'ulteriore componente di prezzo in mancanza della dichiarazione giurata di non ottenimento o di rinuncia ai contributi previsti dalla legge n. 10/91 nel 1997 (Lire/kWh)**

Tipi di impianto	Caso di prezzo unico	Caso di prezzo differenziato	
		Cessione in ore piene	Cessione in ore vuote
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	62,7	0
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	25,1	-	-
c) Impianti eolici e geotermici	37,5	-	-
d) Impianti fotovoltaici, biomasse, RSU nonché, previo accertamento, impianti equiparati (*)	65,2	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia (*)	25,1	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51– 0,6	-	33,8	0
oltre 0,6	-	38,8	0
Carbone:			
Ien oltre 0,51	-	-	-
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	38,8	0

(\*) Come modificato dall'art. 2 del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994.

La tabella 11 presenta, infine, i prezzi stabiliti per il 1997 che l'Enel deve corrispondere ai terzi per la cessione di energia elettrica in tutto o in parte dedicata prodotta da *nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate*, in presenza della dichiarazione giurata di non aver fruito dei contributi della legge n. 10/91: i valori sono ottenuti sommando i dati di tabella 8 a quelli di tabella 9.

**Tabella 11: Prezzi di cessione per nuova produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate che mettono a disposizione l'intera potenza o una quota di potenza prefissata nel 1997 (Lire/kWh)**

Tipi di impianto	Caso di prezzo unico	Caso di prezzo differenziato	
		Cessione in ore piene	Cessione in ore vuote
a) Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	-	293,4	58,4
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	158,4	-	-
c) Impianti eolici e geotermici	199,6	-	-
d) Impianti fotovoltaici, biomasse, RSU nonché, previo accertamento, impianti equiparati (*)	289,8	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia (*)	158,4	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:			
Idrocarburi:			
Ien: 0,51– 0,6	-	164,9	58,4
oltre 0,6	-	181,2	58,4
Carbone:			
Ien oltre 0,51 (**)	138,3	-	-
g) Impianti idroelettrici potenziati	-	212,5	58,4

(\*) Come modificato dall'art. 2 del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994.

(\*\*) Ai sensi dell'art. 3 del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994 per gli impianti che utilizzano carbone il prezzo di cessione è diventato unico.

I contributi riconosciuti nel 1997 alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti alimentati con fonti rinnovabili ed assimilate sono determinati sommando il costo evitato di combustibile (tabella 8) al valore dell'ulteriore componente di prezzo (tabella 9).

#### **4. Stima degli effetti attesi derivanti dal provvedimento CIP n. 6/92**

Il provvedimento CIP n. 6/92 ha in generale determinato condizioni favorevoli allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate. Di seguito si illustra quale è oggi (successivamente all'entrata in vigore del decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997) la situazione degli impianti in regime CIP n. 6/92 in relazione ai diversi soggetti.

**1. I produttori terzi** aventi oggi contratti di cessione destinata di energia elettrica all'Enel possono essere sinteticamente raggruppati in due categorie costituite da: accordi-quadro e "iniziative prescelte".

- a) Gli **accordi-quadro** per cessione destinata di potenza sono stati stipulati dall'Enel con le società Edison, Ilva, Sondel e Fiat (Serene) prima del 31 gennaio 1991, quando, a seguito dell'interruzione del programma nucleare e delle difficoltà relative alla localizzazione dei siti di nuove centrali dell'Enel, le previsioni portavano a delineare nel medio termine un probabile deficit di potenza. Per gli impianti realizzati nell'ambito di tali accordi, che assommano a circa 2.500 MW di potenza, non è stata seguita la procedura della *graduatoria di priorità* prevista dal decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992. Tuttavia, agli impianti inclusi negli accordi-quadro vengono corrisposti i prezzi di cessione previsti dal provvedimento CIP n. 6/92, ai sensi dell'art. 2 del sopraddetto decreto ministeriale, ossia a condizione che siano state stipulate convenzioni integrative agli accordi a suo tempo già sottoscritti;
- b) le “*iniziative prescelte*” riguardano gli impianti (sia nuovi che esistenti ma oggetto di potenziamento) ammessi alla cessione dedicata all'Enel nell'ambito delle (sei) graduatorie formate ai sensi del decreto ministeriale 25 settembre 1992 ed assommano a circa 5.900 MW di potenza.

Complessivamente, quindi, i produttori terzi sia per mezzo degli accordi-quadro sia per mezzo delle “*iniziative prescelte*” all'interno delle sei graduatorie hanno in corso programmi per quasi 8.400 MW (circa 830 impianti, di cui più della metà con potenza inferiore ad 1 MW). Dalla tabella 12 si evince che circa il 67% della potenza dei terzi è rappresentata da impianti assimilati e da impianti utilizzanti residui (gassificazione del tar) o combustibili di processo ed il restante 33% da impianti alimentati con fonti rinnovabili propriamente dette. Si può stimare che al 30 giugno 1998 la potenza dei produttori terzi in esercizio (3.280 MW) fosse pari al 40% di quella complessivamente ammessa e che, all'interno della categoria degli impianti ultimati, solo 636 MW di potenza provenissero dalle fonti rinnovabili (87 impianti realizzati su 347 ammessi).

**Tabella 12: Stato delle realizzazioni dei produttori terzi: stime al 30-6-1998 (\*)**

Categorie	Impianti ammessi		Impianti ultimati al 30-6-1998		Impianti rinunciati	
	MW	N.	MW	N.	MW	N.
♦ <b>Accordi-quadro</b>	2.518	25	2.067	20	-	-
♦ <b>"Iniziative prescelte" nelle 6 graduatorie di cui:</b>	5.692	385	1.213	104	296	64
- Assimilate	1.256	23	402	8	66	10
- Residui gass. – processo	1.797	15	175	9	25	1
- Idroelettrico	711	120	392	40	53	16
- Eolico	703	81	94	12	22	9
- Biomasse	444	50	24	4	49	10
- Biogas	89	33	83	22	3	2
- Rifiuti (**)	692	63	43	9	78	16
<b>TOTALE</b>	<b>8.210</b>	<b>410</b>	<b>3.280</b>	<b>124</b>	<b>296</b>	<b>64</b>

(\*) Sono esclusi gli impianti con potenza inferiore ad 1 MW (423 impianti per la maggior parte idroelettrici e per complessivi 188 MW).

(\*\*) Secondo la nomenclatura utilizzata nel documento "Situazione delle iniziative del settore elettrico" insieme di: RSU (Rifiuti Solidi Urbani), RSI (Rifiuti Solidi Industriali), RDF (Refused Derived Fuel), RIF (Rifiuto diverso da RSU).

Fonte: elaborazioni sulla "Situazione delle iniziative del settore elettrico" al 30 giugno 1998 trasmessa dall'Enel al Ministero dell'industria per la verifica semestrale.

Va ricordato che nelle tre graduatorie successive alla sesta (per le quali, tuttavia, l'Enel non ha mai proceduto alla verifica per dichiarata sovracapacità prima e per l'entrata in vigore del decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997 successivamente) i terzi avevano presentato richieste per ulteriori 11.000 MW.

Nel caso in cui tutti gli impianti dei terzi rientranti nelle due categorie di cui sopra venissero conclusi nei tempi previsti, la produzione destinata raggiungerebbe un picco nel 2001, con cessioni di oltre 50 TWh/anno, seguito da un graduale declino in relazione allo scadere delle convenzioni. A regime, la produzione dei terzi proverrebbe in gran parte (circa il 70%) da impianti assimilati, mentre apporti consistenti sono attesi anche dal recupero energetico dei rifiuti e dagli impianti utilizzanti combustibili di processo o recuperi di energia. A prezzi 1997, il costo annuo dell'energia elettrica ceduta dai terzi può essere stimato, nel 2001, in oltre 5.600 miliardi di lire a carico della CCSE (come componente di prezzo per costo evitato di combustibile ed ulteriore componente) ed in quasi 2.000 miliardi come componente di prezzo per costo evitato d'impianto e costo evitato di esercizio.

Dell'esborso previsto per il 2001 a carico della CCSE più della metà (3.000 miliardi di lire) è destinato alle fonti assimilate.

**2. L'Enel** ha avviato un programma che usufruisce dei contributi previsti dal CIP n. 6/92 per l'energia prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili. La produzione dell'Enel soggetta a contributo ai sensi del titolo IV, lettera B) del provvedimento CIP n. 6/92 (ed inclusiva anche di impianti realizzati durante la vigenza dei provvedimenti CIP n. 15/89 e n. 34/90 e che con l'entrata in vigore del CIP n. 6/92 sono passati a tale ultimo regime) proverrebbe per il 45% da impianti geotermici, per il 40% da impianti idroelettrici e per il 15% da impianti idroelettrici a pompaggio e potrebbe raggiungere il valore massimo nel 2002 (se tutti gli impianti supereranno il vaglio degli accertamenti previsti dall'attuale normativa) con una produzione stimabile pari a 10-11 TWh/anno ed una potenza installata di oltre 3.900 MW (tabella 13).

**Tabella 13: Impianti dell'Enel a cui sono riconosciuti i contributi previsti dal titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP n. 6/92: situazione a novembre 1997 (\*)**

Tipi di impianti	Impianti		Impianti ultimati al novembre 1997	
	MW	N.	MW	N.
- Impianti idroelettrici > 3 MW	1.677	53	613	29
- Impianti idroelettrici < 3 MW	22	22	19	18
- Impianti eolici	28	5	5	2
- Impianti geotermici	698	35	290	11
- Impianti fotovoltaici	4	3	3	1
- Impianti idroelettrici a pompaggio	1.500	2	1.500	2
<b>TOTALE</b>	<b>3.929</b>	<b>120</b>	<b>2.430</b>	<b>63</b>

(\*) Sono inclusi anche gli impianti che dovranno essere sottoposti ad accertamento da parte del Nucleo di valutazione dei programmi e delle iniziative di cui al provvedimento CIP n. 6/92 e norme collegate.

Fonte: elaborazioni su dati forniti dall'Enel.

**3. Le imprese produttrici-distributrici degli enti locali** hanno in corso programmi per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate per la produzione di energia da immettere direttamente nella rete pubblica con una potenza installata di circa 800 MW (di cui oltre 200 MW da fonti assimilate). La produzione dovrebbe raggiungere, nel 2002, valori massimi di circa 2 TWh/anno:

la quota maggiore della produzione riguarderebbe l'idroelettrico (oltre il 50%) e le fonti assimilate (circa il 40%), mentre i restanti apporti deriverebbero essenzialmente dalla termoutilizzazione dei rifiuti solidi urbani e dall'utilizzo del biogas da discarica <sup>(16)</sup>.

Nel caso dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici l'esborso annuo a prezzi 1997 a carico della CCSE – sulla base delle ipotesi sopra indicate – è stimabile, nel 2002, in circa 1.300 miliardi di lire a favore dell'Enel ed in oltre 200 miliardi di lire a favore delle altre imprese produttrici-distributrici.

**4.** Complessivamente i 13.800 MW di potenza che saranno soggetti al regime tariffario previsto dal provvedimento CIP n. 6/92 rappresentano quasi il 20% della potenza totale installata in Italia. Tale quota sarebbe stata pari ad oltre il 35%, se fossero state accolte le ulteriori proposte dei terzi (pari a 11.000 MW) presentate in VII, VIII e IX graduatoria.

Elaborando i dati contenuti nella successiva tabella 14, è possibile con una certa approssimazione quantificare il costo del provvedimento CIP n. 6/92 nel 1997. L'ammontare stimato si attesterebbe attorno ai 1.254 miliardi di lire circa, ossia sarebbe pari alla somma tra l'esborso per l'ulteriore componente di prezzo (1.097 miliardi di lire) e la differenza tra il costo evitato di combustibile ed il valore corrispondente al costo energia (Ct) riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale (157 miliardi). Tale stima è approssimata per difetto in quanto non considera che il costo evitato di impianto riconosciuto ai produttori terzi è certamente superiore al costo di ipotetici impianti convenzionali "evitati".

Conseguentemente, a valori 1997, l'onere aggiuntivo per 1 kWh generato in regime CIP n. 6/92 risulterebbe pari almeno a 44,7 lire (1.254 miliardi di lire per una produzione complessiva in regime CIP n. 6/92 di 28.000 GWh circa).

---

<sup>(16)</sup> Nel caso delle imprese elettriche degli enti locali, i dati sono stati forniti all'Autorità da cinque imprese: AEM MI, AEM TO, AGSM VR, ASM BS e ACEA Roma.

**Tabella 14: Stima degli effetti del provvedimento CIP n. 6/92 nel 1997  
(miliardi di lire a prezzi 1997)**

Soggetti interessati	Potenza (MW)	Produzione (GWh)	Costo evitato di impianto e di esercizio (a carico dell'Enel)	Costo evitato di combustibile	Ulteriore componente di prezzo	Extra-costi (*)
Terzi	4.009 (**)	21.482	786	1.255	734	854
Enel	2.556	5.816	-	340	340	373
Imprese elett. enti locali	216	743	-	43	23	27
<b>TOTALE</b>	<b>6.781</b>	<b>28.041</b>	<b>786</b>	<b>1.638</b>	<b>1.097</b>	<b>1.254</b>

(\*) Dato dalla somma dell'ulteriore componente di prezzo e della differenza tra costo evitato di combustibile riconosciuto dal provvedimento CIP n. 6/92 (58,4 £/kWh) e costo medio riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale nel II semestre del 1997 (52,8 £/kWh).

(\*\*) Questo dato differisce dalla situazione presentata in tabella 12 e pari a 3.280 MW realizzati dai terzi al 30 giugno 1998, in quanto include anche impianti esistenti con contratti di cessione dedicata all'Enel in virtù dei precedenti provvedimenti CIP n. 15/89 e CIP n. 34/90.

## **PARTE II. PROPOSTE PER L'AGGIORNAMENTO PERIODICO DEI PREZZI DI CESSIONE E DEI CONTRIBUTI**

### **5. Criteri per l'estensione soggettiva dell'intervento di aggiornamento periodico**

#### **5.1. Questioni preliminari**

Ai fini della definizione dell'ambito di applicazione delle proposte di aggiornamento periodico, è pregiudiziale la soluzione di una questione di carattere giuridico vertente sulla possibile estensione soggettiva dell'intervento proposto dall'Autorità con il presente documento di consultazione.

La suddetta questione emerge dai problemi interpretativi sollevati dal combinato disposto dell'art. 3, comma 7, periodi II e IV della legge n. 481/95, entrambi recanti disposizioni afferenti l'efficacia delle disposizioni del provvedimento CIP n. 6/92 successivamente all'entrata in vigore della legge n. 481/95.

Giova riportare integralmente il testo dei due periodi.

Periodo II: *«Il provvedimento Cip n. 6 del 29 aprile 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12 maggio 1992, come integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 10 agosto 1994, si applica, per tutta la durata del contratto, alle iniziative prescelte, alla data di entrata in vigore della presente legge, ai fini della stipula delle convenzioni, anche preliminari, previste dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 235 del 6 ottobre 1992, nonché alle proposte di cessione di energia elettrica da fonti rinnovabili propriamente dette, presentate all'Enel Spa entro il 31 dicembre 1994 ed alle proposte di cessione di energia elettrica che utilizzano gas d'altoforno o di cokeria presentate alla medesima data, a condizione che in tali ultimi casi permanga la necessaria attività primaria dell'azienda.».*

Periodo IV: *«Per le altre iniziative continua ad applicarsi la normativa vigente, ivi compreso il citato provvedimento Cip n. 6 del 1992 ed i relativi aggiornamenti*

*previsti dall'articolo 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, che terranno conto dei principi di cui all'articolo 1 della presente legge».*

I problemi interpretativi sorgono in considerazione del fatto che nel periodo II, con riferimento alle cosiddette “*iniziative prescelte*” e ad altri casi specifici, la norma dispone l'applicazione del provvedimento CIP n. 6/92 “*per tutta la durata del contratto*” di cessione destinata stipulato con l'Enel senza operare alcuna ulteriore precisazione, mentre invece nel periodo IV, con riferimento alle cosiddette “*altre iniziative*”, oltre ad affermare l'applicazione del provvedimento, afferma espressamente che tale applicazione avviene **anche** per “*i relativi aggiornamenti previsti dall'articolo 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9*”.

Dato che le proposte formulate dall'Autorità hanno ad oggetto proprio l'aggiornamento dei prezzi di cessione, si può di conseguenza ipotizzare che la disposizione da ultimo richiamata impedisca l'aggiornamento dei prezzi applicati alle iniziative individuate nel II periodo (definite in seguito, nel loro insieme, come “*iniziative prescelte*”), al di fuori di quanto espressamente previsto dal titolo II, punto 7, del provvedimento CIP n. 6/92 medesimo (e per il quale si rimanda al paragrafo 2.4.).

Una puntuale analisi della statuizione legislativa consente di ricavare elementi tali da escludere la fondatezza di tale ipotesi.

## **5.2. Interpretazione del combinato disposto dell'art. 3, comma 7, periodi II e IV della legge n. 481/95**

1. L'interpretazione della lettera dei singoli periodi in oggetto, nonché della loro concatenazione all'interno del comma 7, non può essere validamente operata senza tenere presente la formulazione complessiva del medesimo comma, ed in particolare il fatto che i periodi II e IV sono deroghe rispetto all'applicazione del disposto del periodo I, che è la statuizione principale. Il periodo I dispone, infatti, che «*I provvedimenti già adottati dal Comitato interministeriale prezzi e dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di energia elettrica e di gas conservano piena validità ed efficacia, salvo modifica o*

*abrogazione disposta dal Ministro, anche nell'atto di concessione, o dalla Autorità competente».*

2. Dall'altro lato, dato certo in ordine al significato del periodo II è che esso costituisce, come detto, una deroga rispetto al disposto del I, individuando un provvedimento del CIP per il quale non opera la regola della immediata modificabilità o abrogabilità da parte dell'Autorità (o del Ministro). Pertanto, il provvedimento CIP n. 6/92, nella sua struttura al momento dell'entrata in vigore della legge n. 481/95, deve continuare ad essere applicato ai soggetti ivi individuati e per il periodo ivi definito, vale a dire «*per tutta la durata del contratto*» (non potendo essere modificato sino alla scadenza del termine in tal modo fissato).

E' necessario a questo punto sollevare un quesito la cui soluzione riveste primaria importanza ai fini dell'interpretazione delle disposizioni in esame. Ci si chiede se la suddetta deroga abbia effetto anche sulle norme della legge n. 9/91 che riconoscevano al CIP il potere, ora intestato all'Autorità, di aggiornare, con cadenza almeno biennale, i prezzi di cessione.

Al quesito si può rispondere valutando gli effetti del periodo II sulle norme che attribuivano al CIP i poteri esercitati attraverso l'adozione del provvedimento n. 6/92 (definizione dei prezzi – aggiornamento dei prezzi con cadenza almeno biennale). Ciò significa che si deve valutare se il contenuto delle disposizioni del provvedimento CIP n. 6/92, una volta *congelato* il contenuto per un determinato periodo, sia tale da escludere qualsiasi intervento attraverso i poteri di cui costituisce esercizio.

Statuire per legge l'applicazione per un certo periodo dei prezzi fissati con il provvedimento comporta un effetto sospensivo sulla possibilità di esercitare il potere di definizione degli stessi prezzi (l'unico modo possibile di esercitarlo sarebbe, infatti, quello di modificarli o di sospenderne l'applicazione; entrambe queste azioni sono precluse dalla norma per il periodo da essa individuato).

Per quanto concerne invece l'aggiornamento, è chiaro che il provvedimento CIP n. 6/92 adotta solo una prima statuizione, prevedendo al titolo II, punto 7, un meccanismo di aggiornamento tramite indicizzazione annuale. Se, come questa

Autorità ritiene, la corretta applicazione delle disposizioni della legge n. 9/91 implica la necessità di integrare questo meccanismo con interventi ulteriori riferiti a parametri diversi, tale intervento non può in alcun modo ritenersi precluso, dal momento che non si attua una modifica del provvedimento CIP n. 6/92, ma l'esercizio di un potere direttamente attribuito da norme di legge, la cui efficacia non è sospesa dal periodo II (che impone solo di continuare ad applicare detto provvedimento, nella sua attuale struttura, per un certo periodo).

Ed è proprio il provvedimento CIP n. 6/92 a fornire una conferma di questa ricostruzione.

Infatti, nell'ambito di tale provvedimento il suddetto potere di aggiornamento è stato esercitato prevedendo uno specifico meccanismo di aggiornamento tramite indicizzazione annuale. Ma è altrettanto vero che, sia nello stesso provvedimento, sia nel decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994, al quarto "visto" della parte motiva, veniva chiaramente indicato che il potere di aggiornamento previsto *comportava necessariamente anche aggiornamenti parametrati, come quello illustrato nel presente documento per la consultazione, all'andamento dell'evoluzione tecnologica (degli impianti di produzione).*

In conclusione, posto che con il provvedimento CIP n. 6/92 è stata disposta solo l'attivazione di un meccanismo di aggiornamento mediante indicizzazione, la norma che impone, nel caso delle "iniziative prescelte", l'applicazione del provvedimento per la durata dei contratti di cessione destinata al più potrà comportare l'impossibilità di incidere su tale disposizione, *ma non può escludere interventi che completino gli aggiornamenti in relazione all'ulteriore parametro dell'evoluzione tecnologica.*

Questa lettura collima con la *ratio* presumibile del periodo II, da individuarsi nella volontà di garantire certezza agli operatori che avevano già stipulato convenzioni di cessione destinata facendo affidamento, ai fini degli investimenti, su una certa struttura dei prezzi di cessione. Quanto sopra esposto evidenzia in maniera incontrovertibile che i soggetti titolari di "iniziative prescelte" non avrebbero potuto ritenere esclusa la suddetta ulteriore forma di aggiornamento, ai fini della impostazione dei programmi di investimento e delle eventuali operazioni

finanziarie di supporto, a fronte della prima scelta operata dal CIP (aggiornamento mediante indicizzazione annuale).

**3.** Stante quanto precisato sub 1. e 2., il periodo IV assume il valore, sempre con riferimento al provvedimento CIP n. 6/92, di un'ulteriore deroga rispetto all'applicazione del I, ciò desumendosi, in primo luogo, dalla concatenazione logica delle due proposizioni, come segnalata dalla formula di esordio "*Per le altre iniziative...*".

Tale statuizione non può non avere lo stesso significato di partenza di quella contenuta nel periodo II, costituendo anch'essa un'eccezione al disposto generale definito nel periodo I. Non era assolutamente necessaria una disposizione speciale per affermare che il provvedimento CIP n. 6/92, nel caso di specie, continua ad applicarsi, fatti salvi gli interventi di modifica di competenza dell'Autorità, non aggiungendosi, in tal senso, alcunché di diverso da quanto stabilito nel periodo I.

**4.** Per comprendere il significato del periodo IV bisogna, di conseguenza, chiarire il significato e la portata dell'ulteriore deroga ivi prevista, a tal fine tenendo presente un elemento aggiuntivo. Se, da una parte, il periodo IV costituisce un'ulteriore deroga rispetto alla disposizione generale contenuta nel periodo I, nello stesso tempo esso dovrebbe tendere ad una differenziazione del regime derogatorio come delineato, a proposito del provvedimento CIP n. 6/92, nel periodo II. Se infatti il legislatore avesse inteso equiparare sul piano della deroga le "*iniziative prescelte*" alle "*altre iniziative*", sarebbe stata semplicemente allargata la portata soggettiva del periodo II.

L'aver inserito un'ulteriore disposizione con la stessa logica di base e lo stesso oggetto significa, pertanto, che il legislatore ha inteso differenziare il regime di deroga, riconoscendo una tutela inferiore alle iniziative che non erano state "*prescelte*" e per le quali si poneva, quindi, un'inferiore esigenza di tutela di affidamenti.

Da questo punto di vista, gli elementi che effettivamente innovano il disposto del periodo II sono da individuare nell'inciso del periodo IV: «...*ed i relativi aggiornamenti previsti dall'articolo 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, che terranno conto dei principi di cui all'articolo 1 della presente legge*».

5. Posto quanto indicato sub 4., si capisce che, qualora si seguisse l'interpretazione segnalata nella premessa, la disposizione relativa al provvedimento CIP n. 6/92, come risultante dai due periodi in commento (II e IV), verrebbe a perdere qualsiasi collegamento pratico con la finalità che in apparenza viene perseguita dal legislatore, e che va intravista nell'esigenza di garantire stabilità alla disciplina riconosciuta a certi produttori (quelli utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate e che sono risultati "*prescelti*", ossia inseriti nelle prime sei graduatorie per la stipula di convenzioni di cessione destinata), comportando anzi esiti applicativi del tutto incoerenti con tale finalità.

A tale ultima asserzione si perviene sin dalla semplice considerazione della formula letterale del periodo in esame. Come si è detto il richiamo agli aggiornamenti di cui all'art. 22, comma 5, della legge n. 9/91 ha valenza ampia, individuando in generale gli interventi aventi ad oggetto l'aggiornamento dei prezzi (quelli ancora da realizzare e quelli già realizzati ed operativi).

Questo in altri termini significa che, se la specialità del periodo IV fosse da leggere come individuazione di una parte (aggiornamenti) del regime dei prezzi fissati con il provvedimento CIP n. 6/92 che, con riferimento alle "*altre iniziative*", non viene sospesa, le "*iniziative prescelte*" verrebbero paradossalmente ad essere trattate, in palese contrasto con le finalità della norma, in maniera deteriore rispetto a quelle non prescelte ("*altre iniziative*").

I titolari di queste ultime, infatti, avrebbero il diritto di vedersi applicato il regime di cui al provvedimento CIP n. 6/92 fino alle scadenze previste dallo stesso e continuerebbero a beneficiare, sino a quella data, degli aggiornamenti annuali in esso già previsti, mentre i titolari di "*iniziative prescelte*" non potrebbero beneficiare di nessuna forma di aggiornamento, nemmeno di quelle già previste dal provvedimento stesso.

Quest'ultima indicazione fornisce un ulteriore argomento a sostegno della tesi per cui la norma non può essere letta nel senso che qui si discute: essa infatti, come si è visto, è stata pacificamente applicata in modo consolidato e radicalmente diverso da quanto tale interpretazione comporterebbe, essendo stati riconosciuti

anche ai titolari di “*iniziative prescelte*” gli aggiornamenti di cui al disposto dell’art. 22, comma 5, della legge n. 9/91.

6. Quanto esposto sub 5. indica che l’inciso del periodo IV non può avere il significato ipotizzabile secondo l’interpretazione esposta nella premessa e qui commentata.

Le considerazioni svolte in ordine all’impianto del comma 7 consentono di ricostruire il significato dell’inciso recuperando linearità del rapporto tra i periodi nella concatenazione, corrispondenza con le finalità e, più in generale, coerenza sistematica con particolare riferimento alle disposizioni costituzionali (oltre che aderenza alla prassi applicativa).

Il significato dell’inciso non può essere compreso se non considerandolo nella sua formulazione complessiva. In altri termini, il riferimento agli aggiornamenti previsti dall’art. 22, comma 5, della legge n. 9/91 non può essere valutato disgiuntamente dal successivo riferimento ai principi di cui all’art. 1 della legge n. 481/95 e senza fare riferimento al novero dei soggetti complessivamente non individuati dalla nozione di iniziativa prescelta.

Come si è detto, nella norma in questione viene individuato un secondo regime di deroga al disposto del primo periodo con riferimento a quelle iniziative che non sono risultate “*prescelte*” nell’ambito delle prime sei graduatorie per la stipula delle convenzioni di cessione destinata (il riferimento agli aggiornamenti di cui all’art. 22, comma 5, della legge n. 9/91 individua obiettivamente questi produttori, essendo gli aggiornamenti per i produttori da fonti convenzionali considerati e disciplinati dall’art. 20 della medesima legge).

Pertanto, la prima parte dell’inciso *non ha* il significato di affermare che, in generale, solo per questi soggetti sono effettuati gli aggiornamenti, *ma quello di individuare i soggetti beneficiari del secondo regime di deroga.* Tra le “*altre iniziative*” si possono infatti riscontrare, al contrario di quanto succede per le “*iniziative prescelte*”, le imprese produttrici-distributrici che usufruiscono dei contributi previsti dal CIP n. 6/92 ai sensi del titolo IV, lettera B) del provvedimento stesso.

Per quanto riguarda gli impianti inclusi negli accordi-quadro, l'esame delle disposizioni normative porta a ritenere che essi possano godere dello stesso trattamento di tutela riservato alle "*iniziative prescelte*". Ciò risulta dalla disciplina contenuta nel decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992 che ha esentato gli impianti in questione dalla procedura della graduatoria di priorità, a patto che tali accordi, come disposto dall'art. 2, comma 2, del medesimo decreto ministeriale, fossero stati stipulati prima dell'entrata in vigore della legge n. 9/91 e venissero integrati «*dalle condizioni per essi previste nella premessa alla convenzione-tipo sub A), di cui al presente decreto*»; di fatto, quindi, accordando una sorta di "corsia preferenziale" agli impianti inclusi in detti accordi, equiparandoli alle "*iniziative prescelte*" quanto alla corresponsione dei prezzi e ai relativi aggiornamenti.

Ritornando al periodo IV dell'art. 3, comma 7, la seconda parte dell'inciso completa la disposizione speciale, chiarendone l'effettiva portata, affermando che in questo caso gli eventuali aggiornamenti dovranno essere effettuati anche tenendo conto dei principi di cui all'art. 1 della legge n. 481/95, e ampliando in tal modo il margine di intervento riconosciuto all'Autorità, pur nell'ambito di un periodo coperto da un regime di conservazione della struttura dei prezzi definiti con il provvedimento CIP n. 6/92.

**7.** In conclusione, si può trarre dalle osservazioni svolte nei precedenti paragrafi una più corretta interpretazione delle norme esaminate:

- a) i periodi II e IV del comma 7 dell'art. 3 della legge n. 481/95 disciplinano complessivamente l'applicazione, allo specifico caso del provvedimento CIP n. 6/92, del principio generale per cui i provvedimenti del CIP possono essere modificati o abrogati dall'Autorità;
- b) tale disciplina comporta, in relazione alle "*iniziative prescelte*", che la struttura dei prezzi di cessione definita con tale provvedimento viene conservata sino alla scadenza dei contratti di cessione destinati stipulati con l'Enel, essendo consentito un intervento integrativo solo dove il contenuto del provvedimento CIP n. 6/92 non sia tale da impedire l'esercizio dei poteri in base ai quali detto provvedimento è stato adottato; tale condizione si realizza

solo rispetto al potere di aggiornamento, dal momento che attraverso il provvedimento CIP n. 6/92 non sono stati definiti gli aggiornamenti - peraltro previsti nel provvedimento stesso - parametrati all'evoluzione tecnologica;

- c) la disposizione del periodo II comporta che anche la fattispecie individuata dal periodo III del comma 7 dell'art. 3 della legge n. 481/95 (che recita: «*Conservano altresì efficacia le disposizioni di cui al decreto del Presidente della Repubblica del 28 gennaio 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 56 del 9 marzo 1994*») abbia un trattamento equiparato a quello delle “*iniziative prescelte*”;
- d) per quanto riguarda le “*altre iniziative*”, aventi ad oggetto produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate il regime è analogo, ma l'Autorità dispone di un margine di intervento più ampio per gli aggiornamenti di cui alle due lettere precedenti, dovendo fare riferimento anche ai principi previsti dall'art. 1, comma 1, della legge n. 481/95 (il che comporta la necessità di tenere presenti anche esigenze, quali quelle dello sviluppo della concorrenza e dell'efficienza, non considerate nell'ambito della legge n. 9/91);
- e) nessuna garanzia di conservazione del regime è, infine, riconosciuta alle altre iniziative aventi ad oggetto produzione di energia elettrica mediante fonti convenzionali; il relativo regime dei prezzi di cessione, pur fissato con il provvedimento CIP n. 6/92, può essere immediatamente innovato nella sua struttura e non solo aggiornato in quanto disciplinato dal periodo I del comma 7 dell'art. 3.

**8.** In fine, quanto alle ordinanze del Ministro dell'interno – Delegato al coordinamento della protezione civile, volte a fronteggiare l'emergenza rifiuti nelle regioni Campania, Puglia e Calabria, e delle quali si è dato conto nel paragrafo 2.5., è necessario delinearne la portata e gli effetti alla stregua dell'interpretazione del combinato disposto dell'art. 3, comma 7, periodi II e IV della legge n. 481/95. Tali ordinanze trovano il loro fondamento nell'art. 5, comma 2, della legge 24 febbraio 1992, n. 225, laddove, per l'attuazione degli interventi di emergenza, viene attribuito allo Stato, e per esso al Presidente del

Consiglio dei Ministri, ovvero per sua delega al Ministro per il coordinamento della protezione civile, il potere di provvedere a mezzo di «*ordinanze in deroga ad ogni disposizione vigente, e nel rispetto dei principi generali dell'ordinamento giuridico*».

Nelle ordinanze in questione, tutte rese nel 1998, viene disposto che il Ministro dell'industria e l'Autorità per quanto di competenza debbano autorizzare l'Enel a stipulare convenzioni per la cessione di energia elettrica, «*alle condizioni di cui al provvedimento CIP 6/92*», con gli operatori industriali che si siano impegnati a realizzare, a seguito di procedura di gara, impianti per la produzione di combustibile derivato dai rifiuti, nonché di utilizzare il medesimo per la produzione di energia elettrica in impianti dedicati, entro il termine del 31 dicembre 2000. Tali «*... convenzioni dovranno essere stipulate in luogo di iniziative, ammesse fino al 30 giugno 1995, che non hanno trovato concretezza*».

Il problema che si pone al riguardo è quella di verificare se la disposizione in argomento alteri la portata del regime rinvenibile dalla lettura dei periodi II e IV dell'art. 3, comma 7, della legge n. 481/95. Invero, non pare ipotizzabile che la suddetta “deroga” si estenda anche alle previsioni contenute in detta norma, la cui portata e formulazione avrebbero reso necessario un espresso riferimento nell'ordinanza stessa. Il fatto che ciò non sia avvenuto conferma il potere di intervento dell'Autorità quanto ad eventuali modifiche delle condizioni ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 come riconosciute ai soggetti di cui alle ordinanze in questione. La suddetta interpretazione trova una conferma ulteriore nel fatto che, quand'anche nel testo dei provvedimenti dettati dall'emergenza si fosse fatto espresso richiamo alle norme contenute nell'art. 3, comma 7, si sarebbe verificato il mancato rispetto di quei «*principi generali dell'ordinamento giuridico*» che nella sostanza hanno improntato l'intervento del legislatore al momento dell'adozione della legge n. 481/95.

In ogni caso, anche a voler superare le osservazioni appena svolte, è da escludere la riconducibilità delle iniziative di cui alle ordinanze alle “*iniziative prescelte*” - in quanto in palese contrasto con i principi generali di equità e di parità di trattamento, dato che i soggetti rientranti nelle graduatorie successive alla sesta,

ma non sottoposti alla verifica da parte dell'Enel, verrebbero ad essere discriminati dalle iniziative derivanti dall'applicazione delle ordinanze – e parimenti è da escludere la loro riconducibilità alle “*altre iniziative*”, per le stesse ragioni e comunque, al pari delle “*iniziative prescelte*” non passibili di modifiche da parte dell'Autorità ma solo possibili oggetto di aggiornamento. Ciò posto si ritiene opportuno che alle iniziative di cui alle ordinanze in parola, nella fase attuale, si applichino le condizioni previste per le “*altre iniziative*” con le relative modalità di aggiornamento.

## **6. Criteri per la definizione del nuovo valore dell'impianto di riferimento R e dei nuovi valori dei coefficienti *k***

### **6.1. Definizione del nuovo valore dell'impianto di riferimento R**

Il provvedimento CIP n. 6/92 è stato emanato in un periodo in cui le previsioni energetiche portavano a delineare per l'Italia una situazione di deficit strutturale di offerta di energia elettrica dovuto sia alla sopravvenuta impossibilità di realizzare i programmi basati sull'energia nucleare, sia alle difficoltà incontrate nella localizzazione dei siti per nuovi impianti termoelettrici a carbone. Le preoccupazioni per la vulnerabilità e per l'elevata dipendenza dall'estero del sistema energetico nazionale, nonché l'attenzione alla tutela dell'ambiente che nel frattempo si era andata rafforzando, avevano posto come obiettivo prioritario l'utilizzo delle fonti endogene, ed in particolare di quelle rinnovabili, anche se non competitive nel breve termine.

L'aggiornamento dei prezzi di cessione di energia elettrica e dei contributi previsti per le imprese produttrici-distributrici dal provvedimento CIP n. 6/92 dovrebbe dunque muovere da una revisione del valore del costo evitato di impianto alla luce dei nuovi elementi che caratterizzano oggi il sistema elettrico, quali l'andamento dei prezzi di offerta degli impianti, l'innovazione tecnologica, il processo di liberalizzazione e di creazione del mercato elettrico ed i vincoli ambientali, di cui i produttori devono tenere sempre più conto.

Rispetto ai livelli praticati fino al 1992, l'andamento dei costi degli impianti termoelettrici, ed in particolare di quelli a ciclo combinato, ha evidenziato

significative riduzioni in termini reali, conseguenti sia all'innovazione tecnologica che ha interessato il settore, sia al permanere di un eccesso di offerta nei paesi industrializzati. L'innovazione tecnologica ha consentito anche di aumentare i rendimenti dei nuovi impianti di generazione, principalmente a seguito dello sviluppo che ha interessato il settore dei cicli combinati a gas. Inoltre, la liberalizzazione dei mercati elettrici in atto nella maggior parte dei paesi europei darà la possibilità ai produttori di stipulare contratti di fornitura direttamente con i clienti idonei, spingendo il settore della generazione ad un'ulteriore riduzione dei prezzi.

Per contro, i vincoli ambientali che impongono agli operatori costi aggiuntivi per l'abbattimento delle emissioni inquinanti ed una diffusa opposizione alla localizzazione di siti per la costruzione di nuovi impianti (soprattutto di quelli impianti con taglia elevata) favoriscono l'ammodernamento degli impianti esistenti.

Alle considerazioni sopra esposte si deve aggiungere che, nella valutazione del "costo evitato", occorre tenere conto del fatto se il sistema elettrico nazionale si trova in una situazione di eccesso o di deficit di offerta di energia elettrica e se, in quest'ultimo caso, sia necessario installare capacità aggiuntiva o sostitutiva. Nel caso, infatti, di eccesso di capacità, il costo evitato coinciderebbe con il solo costo variabile - ossia con il costo di combustibile, la sola componente di costo che viene "evitata" dall'Enel acquistando energia elettrica da terzi, senza rimborso alcuno della componente di capacità. La sostenibilità di tale scelta è legata, tuttavia, ad una visione di breve termine, in quanto nel lungo termine sono richiesti investimenti per rimpiazzare la capacità esistente e per garantire la capacità produttiva necessaria a far fronte alla crescita della domanda.

Poiché nel caso della cessione dedicata di energia elettrica il produttore mette a disposizione potenza ed energia, è necessario, ai fini dell'aggiornamento, individuare le principali caratteristiche dell'impianto di riferimento R, dal punto di vista dei costi, della tecnologia produttiva, della taglia dimensionale e delle ore annue di funzionamento.

I criteri suggeriti per l'individuazione del nuovo impianto di riferimento R sono i seguenti:

- a) costo di investimento di un impianto a ciclo combinato di più recente realizzazione, che ripropone la stessa tecnologia e taglia di quello del provvedimento CIP n. 6/92 (anche se non è detto che tale impianto già costruito sia il “migliore oggi costruibile”). Questo criterio andrebbe nella direzione di prendere come riferimento i parametri tecnico-economici “a consuntivo” 1998 del citato impianto realizzato dall'Enel a Trino Vercellese;
- b) costo di investimento di un impianto a ciclo combinato per un nuovo entrante rappresentativo di impianti della medesima taglia di quello di Trino Vercellese e che, seppure con costi stimati “a preventivo”, esprimono l'ultima tecnologia disponibile e la più recente quotazione sul mercato internazionale. Tale criterio potrebbe portare anche a riconsiderare la taglia e le specifiche tecniche dell'impianto di riferimento con effetti in riduzione significativi sui costi evitati unitari dell'impianto stesso;
- c) costo dell'ammodernamento di centrali termoelettriche esistenti (come ad esempio il ripotenziamento) che comportano aumenti di efficienza dell'esistente parco di generazione nonché la diminuzione dell'impatto ambientale. Questo criterio si adatterebbe ad uno scenario caratterizzato da un'offerta di energia elettrica che necessita non tanto di ampliamenti di capacità quanto di interventi volti al ripotenziamento e alla ristrutturazione di impianti esistenti, potendo, inoltre, contare sul vantaggio conseguente alla possibilità di sfruttare siti e collegamenti alla rete già esistenti.

**Spunti per la consultazione: il nuovo impianto di riferimento R**

A.1. Quali dei suddetti criteri o altri si ritiene di suggerire per la determinazione del valore dell'impianto di riferimento R in sede di aggiornamento ?

**6.2. Definizione dei nuovi valori dei coefficienti  $k$**

L'art. 22, comma 5, della legge n. 9/91 stabilisce che devono essere assicurati «prezzi incentivanti» alla nuova produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate. Il provvedimento CIP n. 6/92, al titolo II, punto 3, attua

il disposto dell'art. 22 prevedendo la corresponsione di una componente di prezzo ulteriore agli impianti utilizzanti fonti rinnovabili ed assimilate a seguito dei «*maggiori costi*» di investimento correlati a tali tecnologie rispetto al ciclo combinato preso a riferimento per la determinazione del costo evitato di produzione. La corresponsione del solo costo evitato è, infatti, prevista dall'art. 20, comma 1, della medesima legge n. 9/91 per le cessioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati con fonti energetiche convenzionali.

L'ulteriore componente di prezzo, come già evidenziato in tabella 4, è calcolata sulla base della differenza tra il *costo convenzionale*  $C$  della singola tipologia di impianto ed il costo dell'impianto di riferimento  $R$ , a cui si aggiunge un valore fisso pari al 40% del costo di  $R$  (all'epoca di emanazione del provvedimento CIP n. 6/92 tale valore fisso era pari a 560.000 £/kW).

Si segnala che un aggiornamento del valore di  $R$  comporterebbe una modificazione, per così dire automatica, anche dei cosiddetti «*costi convenzionali*» delle tecnologie rinnovabili ed assimilate, i cui maggiori costi di investimento, attraverso l'introduzione dei coefficienti moltiplicativi  $k$ , erano stati valutati in relazione ai valori economici attribuiti nel 1992 all'impianto di riferimento. Conseguentemente si modificherebbero anche i valori delle ulteriori componenti di prezzo espresse in Lire/kWh.

Tale revisione automatica potrebbe non soddisfare più il disposto dell'art. 22 della legge n. 9/91, imponendo quindi un aggiornamento dei coefficienti  $k$  relativi alle diverse tecnologie di produzione da fonti rinnovabili ed assimilate.

Nel valutare se debbano essere modificati o integrati i tipi di impianti che utilizzano fonti rinnovabili e se all'aggiornamento del costo evitato d'impianto debba essere associato anche un aggiornamento delle suddette ulteriori componenti di prezzo, si potrebbe tenere conto dei seguenti criteri:

- a) all'interno della categoria delle fonti rinnovabili vi sono quelle la cui utilità prevalente discende dal «recupero energetico», come il vento, il sole, l'energia idraulica e maremotrice, e le risorse geotermiche:
  - per quanto riguarda l'energia eolica, 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;

- gli impianti fotovoltaici, 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, dovrebbero continuare a godere di un regime di sostegno anche nel medio-lungo periodo;
  - per quanto riguarda gli impianti idroelettrici, potrebbe essere necessario rivedere i valori dei coefficienti  $k$  che discriminano tra impianti ad acqua fluente sopra e sotto i 3 MW di potenza, in particolare per sostenere gli impianti idroelettrici di piccola taglia che presentano aspetti positivi in termini di minor impatto ambientale e di contributo al mantenimento dell'equilibrio idrogeologico sul territorio. Inoltre, occorre tenere presente che le nuove indicazioni emerse in ambito europeo <sup>(17)</sup> vanno nella direzione di non ritenere meritevoli di sostegno gli impianti idroelettrici con potenza sopra i 10 MW in quanto ritenuti in grado di collocare la loro produzione sul mercato a prezzi di per sé già competitivi;
  - infine, potrebbe essere opportuno differenziare, per le specifiche peculiarità delle tecnologie, gli impianti geotermici da quelli eolici a cui il CIP, all'epoca di emanazione del provvedimento n. 6/92, aveva attribuito lo stesso valore del coefficiente  $k$  (e quindi implicitamente lo stesso costo d'investimento);
- b)** all'interno della categoria delle fonti rinnovabili vi sono quelle la cui utilità è principalmente funzione del "recupero ambientale" che esse svolgono, come nel caso della produzione di energia elettrica mediante termoutilizzazione dei rifiuti <sup>(18)</sup> o tramite combustione del biogas da discarica:
- per quanto riguarda i rifiuti, ai fini della valutazione in oggetto occorrerà tenere conto di una serie di elementi, quali, ad esempio, l'esistenza di una

---

<sup>(17)</sup> *Bozza di proposta di direttiva della Commissione europea al Parlamento europeo e al Consiglio sull'accesso dell'elettricità prodotta dalle fonti rinnovabili al mercato interno dell'energia elettrica.*

<sup>(18)</sup> *Il decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, indirizza verso un crescente reimpiego e riciclaggio dei rifiuti, vietando, a partire dall'anno 2000, lo smaltimento diretto in discarica dei rifiuti urbani, ad eccezione degli scarti e dei residui provenienti dalle operazioni di trattamento degli stessi. Peraltro l'art. 4 del suddetto decreto prevede anche "l'utilizzazione principale dei rifiuti come combustibile o come altro mezzo per produrre energia".*

tariffa di conferimento in discarica, il trend relativamente decrescente dei costi unitari di investimento in connessione allo sviluppo tecnologico e alla crescita del mercato, nonché gli oneri connessi alle fasi a monte dell'impianto necessarie alla raccolta e alla produzione del combustibile;

- agli impianti alimentati a biomasse è oggi corrisposto il medesimo prezzo di cessione riconosciuto a quelli utilizzando RSU, pur in presenza di costi di investimento inferiori;
  - gli impianti alimentati a biogas sono inseriti all'interno della categoria di prezzo e), ossia tra gli impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia, salvo che l'accertamento previsto dall'art. 2 del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994 verifichi l'esistenza di problematiche impiantistiche-economiche tali da prevedere anche per gli impianti alimentati a biogas lo stesso prezzo d) riconosciuto a quelli utilizzando RSU;
- c) per quanto riguarda gli impianti di cogenerazione di energia elettrica e calore (cosiddetti assimilati alle fonti rinnovabili), premesso che nel caso dello Ien compreso tra 0,51 e 0,6 il coefficiente  $k$  è stato posto pari a 1 e che tale valore dell'indice energetico viene raggiunto anche in assenza di cogenerazione, si ritiene che per tipologie particolari (quali il caso del carbone con Ien maggiore di 0,51) e per la cogenerazione con indice energetico sopra 0,6 sia possibile, in prima istanza, mantenere gli attuali valori dei coefficienti  $k$ , in quanto in presenza dei maggiori costi non si ravvisano elementi tali da ridurre i valori dei coefficienti sopraddetti.

**Spunti per la consultazione: nuovi valori dei coefficienti  $k$**

- A.2. Si ritiene necessario introdurre diversi coefficienti  $k$  modificando i tipi di impianto ?
- A.3. Quali altri criteri si ritiene di suggerire per la determinazione dei nuovi valori dei coefficienti  $k$  in sede di aggiornamento ?

**7. Criteri per le modalità di aggiornamento periodico**

Il titolo II, punto 7, del provvedimento CIP n. 6/92 introduce modalità di aggiornamento che assumono la forma di un'indicizzazione. Tali modalità

appaiono essere la specificazione di criteri più generali da seguire nell'intervento di aggiornamento periodico, il quale dovrà tenere conto anche dell'ulteriore parametro dell'«*evoluzione tecnologica*», così come esplicitamente indicato al quarto “visto” della parte motiva sia del provvedimento CIP n. 6/92, sia del decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994.

### **7.1. Aggiornamento del costo evitato di impianto e dell'ulteriore componente**

Ai fini della presente consultazione, l'Autorità propone le seguenti due ipotesi di aggiornamento periodico del costo evitato di impianto sulla base dell'«*evoluzione tecnologica*» che ha interessato il settore della generazione elettrica.

- 1.** Per quanto riguarda le “*iniziative prescelte*” e le proposte di cessione previste dall'art. 3, comma 7, periodo II, della legge n. 481/95, l'Autorità potrebbe procedere all'individuazione del valore dell'impianto R per il 1999 sulla base del costo d'investimento di un ciclo combinato per un nuovo entrante, secondo il criterio b) proposto al precedente paragrafo 6.1. e desunto da offerte pro-forma che la stessa Autorità potrebbe richiedere a qualificati operatori nazionali ed esteri del settore elettromeccanico. Il valore dell'impianto di riferimento da riconoscere ai soggetti e valevole per il biennio 1999-2000 sarà, tuttavia, rappresentativo di un costo evitato medio di programma, ossia esso tiene conto del fatto che a partire dal 1992 gli impianti alimentati a fonti rinnovabili ed assimilate hanno sostituito (e quindi “*evitato*”) produzione di energia elettrica derivante da impianti termoelettrici convenzionali, oggetto di un programma di realizzazioni di cicli combinati da parte dell'Enel. Conseguentemente il valore del costo evitato di impianto da riconoscere per il biennio 1999-2000 non sarà riferito ad una tipologia di impianto ma piuttosto ad un programma di investimenti e sarà pari alla media semplice tra il valore di R determinato dal CIP per il 1992, i valori di R aggiornati annualmente dalla CCSE nel periodo 1993-98 <sup>(19)</sup> ed il nuovo valore fissato dall'Autorità e desunto dalle offerte pro-forma per il 1999.

---

<sup>(19)</sup> Indicativamente: 1993 = 1.498.000 Lire/kW; 1994 = 1.564.000 Lire/kW; 1995 = 1.624.000 Lire/kW; 1996 = 1.706.000 Lire/kW; 1997 = 1.772.000 Lire/kW; 1998 = 1.807.000 Lire/kW.

Ai fini dell'aggiornamento delle ulteriori componenti di prezzo, differenziate per tipologia di impianto, da corrispondere alle “*iniziative prescelte*” ed alle proposte di cessione previste dall'art. 3, comma 7, periodo II, della legge n. 481/95, i nuovi valori da riconoscere per il biennio 1999-2000 potrebbero essere determinati dall'Autorità tenuto conto sia dell'effetto derivante dall'aggiornamento dell'impianto di riferimento R, sia dei criteri a), b) e c) illustrati al precedente paragrafo 6.2.;

2. per quanto riguarda “*le altre iniziative*” - di cui all'art. 3, comma 7, periodo IV, della legge n. 481/95 - titolate ad usufruire del regime previsto dal provvedimento CIP n. 6/92, ma che non sono “*iniziative prescelte*” - l'Autorità potrebbe procedere fissando per il biennio 1998-99 lo stesso valore dell'impianto R determinato sub 1) per l'anno 1999 e ponendo il valore di R da riconoscere ai soggetti per il biennio 1999-2000 come rappresentativo di un costo evitato medio di programma come già descritto sub 1), ma adottando un diverso metodo di stima dei valori di R nei bienni intermedi 1994-95 e 1996-97. E' certo, infatti, che il valore dell'impianto R riferito al costo di investimento di un ciclo combinato per un nuovo entrante ad una data recente risulterebbe largamente inferiore in valore monetario a quello riconosciuto dal CIP per il biennio 1992-93. L'evoluzione tecnologica ha infatti provocato una riduzione del costo di investimento ben superiore, in valore assoluto, a qualsiasi indice di inflazione riferito all'economia italiana nel medesimo periodo. Non essendo possibile stimare oggi con buona approssimazione il costo evitato per ciascuno dei bienni intermedi, appare ragionevole ipotizzare un'evoluzione tecnologica a velocità costante e stimare conseguentemente i due valori biennali di R. La soluzione più semplice, consistente nell'effettuare un'interpolazione lineare tra il valore determinato dal CIP per il biennio 1992-93 e quello che verrà fissato dall'Autorità per il biennio 1998-99, è imperfetta in quanto ignora del tutto l'inflazione pur fornendo stime di valori nominali, e quindi implicitamente assegna alla riduzione dei costi reali indotta dall'evoluzione tecnologica una velocità variabile in relazione diretta con l'inflazione. Più precisa appare una stima effettuata in modo da ipotizzare un'evoluzione tecnologica che effettivamente riduca il costo reale di un

impianto a velocità costante <sup>(20)</sup>). Conseguentemente il valore di R da riconoscere ai soggetti per il biennio 1999-2000 sarà pari alla media semplice dei valori biennali del periodo 1992-99.

Ai fini dell'aggiornamento delle ulteriori componenti di prezzo, differenziate per tipologie di impianto, da corrispondere alle “*altre iniziative*” di cui all'art. 3, comma 7, periodo IV, della legge n. 481/95, i nuovi valori per il biennio 1999-2000 potrebbero essere determinati dall'Autorità tenuto conto sia dell'effetto derivante dall'aggiornamento del costo evitato di impianto di riferimento R, sia dei criteri a), b) e c) illustrati al paragrafo 6.2.

In entrambi i casi sub 1) e sub 2), la valutazione dei maggiori costi d'investimento connessi all'utilizzo delle tecnologie rinnovabili potrebbe essere svolta dall'Autorità sulla base dei documenti governativi collegati alla delibera CIPE del 19 novembre 1998 di approvazione delle “*Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra*”, nonché alla luce delle più recenti indicazioni emerse in sede europea sull'accesso dell'energia elettrica prodotta dalle fonti rinnovabili al mercato interno.

In entrambi i casi sub 1) e sub 2), per il calcolo del costo evitato di impianto e dell'ulteriore componente espressi in Lire/kWh occorrerà fare riferimento alle indicazioni e alle formule presentate nel paragrafo 3.1., all'interno delle quali le variabili oggetto dell'aggiornamento sono solo quelle dipendenti dall'evoluzione tecnologica che ha interessato il settore della generazione elettrica, ovvero i costi di investimento delle singole tecnologie e le ore/anno di funzionamento dell'impianto di riferimento R (che oggi non corrispondono più alle 6.000 ore fissate dal CIP nel 1992).

---

<sup>(20)</sup> Si considererà il valore stimato per il biennio 1998-99, desunto dalle offerte pro-forma sopra descritte, come identico ad un valore derivato da quello adottato dal CIP per il 1992. Questo valore derivato risulta dal valore base per il 1992 incrementato per ciascuno degli anni intermedi dal tasso di aumento dei prezzi dei beni di investimento come fornito dall'Istat, e ridotto da un tasso rappresentativo del miglioramento tecnologico che si ipotizza costante nel periodo e che si ricava dall'eguaglianza come variabile incognita. Il valore annuo dell'impianto di riferimento nel periodo considerato ( $R_t$ ) verrebbe determinato nel seguente modo:

$$R_t = 1.400.000 \text{ Lire/kW} * [(1+i)/(1+\pi)]^t$$

dove:  $i$  = tasso di aumento medio annuo dei prezzi dei beni di investimento;

$\pi$  = tasso medio annuo rappresentativo del progresso tecnologico.

**Spunti per la consultazione: aggiornamento del costo evitato d'impianto e dell'ulteriore componente di prezzo**

A.4. Quali altre modalità per l'aggiornamento periodico del costo evitato di impianto e dell'ulteriore componente sarebbe opportuno considerare ?

**7.2. Aggiornamento del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali**

Il provvedimento CIP n. 6/92 aveva posto i costi evitati di esercizio, manutenzione e spese generali complessivamente pari al 3,8% del costo dell'impianto di riferimento R comprensivo degli interessi passivi in corso d'opera, ossia pari a 53.100 Lire/kW nel 1992.

Si potrebbe, in prima istanza, continuare ad adottare lo stesso criterio mantenendo tale incidenza percentuale inalterata, salvo verificare, sulla base anche degli elementi acquistati tramite le richieste pro-forma da parte dell'Autorità ai più qualificati operatori del settore elettromeccanico, gli effetti derivanti dall'aggiornamento di R nelle due ipotesi sub 1) e sub 2) di cui al paragrafo precedente, nonché quelli provocati dal bilanciamento tra riduzione della manodopera, aumento della produttività ed aumento del costo del lavoro.

**Spunti per la consultazione: aggiornamento del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali**

A.5. Quali altre proposte si suggerisce per determinare l'incidenza di ciascuna delle tre voci (esercizio, manutenzione e spese generali) ?

**7.3. Aggiornamento del costo evitato di combustibile**

Il costo evitato di combustibile dipende sia dal prezzo del gas naturale, sia dal rendimento termodinamico dell'impianto di riferimento. Poiché il rendimento delle centrali a ciclo combinato è cresciuto dal 1992 ad oggi, al fine di trasferire i benefici di questo progresso tecnico agli utenti del servizio elettrico bisogna tenere conto della riduzione del consumo specifico di gas naturale, il quale è stato posto dal CIP nel 1992 pari a 0,227 mc/kWh e mai aggiornato in seguito, senza

pertanto considerare l'evoluzione tecnologica che ha interessato gli impianti di generazione.

A ciò si aggiunge il fatto che è necessario correggere gli effetti del meccanismo di aggiornamento annuale del costo evitato di combustibile previsto dal titolo II, punto 7, del provvedimento CIP n. 6/92 ed applicato dalla CCSE entro il mese di aprile di ciascun anno sulla base della verifica del solo andamento del prezzo medio del gas naturale con riferimento all'accordo Snam/Confindustria.

Pertanto si propone che il costo evitato di combustibile, espresso in Lire/kWh, venga corretto per il biennio 1999-2000 in relazione ad un parametro, dato dal rapporto tra il rendimento termodinamico dell'impianto di riferimento R stimato dal CIP nel 1992 (e pari, come è noto, al 45,9%) ed il rendimento medio annuo riferito allo stesso programma di realizzazioni di cicli combinati, di cui al paragrafo 7.1., il quale tiene conto dell'evoluzione tecnologica intervenuta dal 1992 ad oggi. Essendo noto il valore del rendimento per il 1992, il valore relativo all'anno 1999 potrebbe essere desunto dall'Autorità sulla base dei dati contenuti nelle offerte pro-forma sopraddette. Conseguentemente, il valore del rendimento per il biennio 1999-2000 è un rendimento medio di programma in quanto pari alla media semplice dei rendimenti del periodo 1992-99. Il parametro sopraddetto, correttivo del costo evitato di combustibile espresso in Lire/kWh aggiornato dalla CCSE, sarà pertanto dato dal rapporto tra il rendimento del 1992 (45,9%) ed il rendimento medio annuo rilevato per il periodo 1992-99.

**Spunti per la consultazione: aggiornamento del costo evitato di combustibile**

A.6. Quali altri possibili suggerimenti sono praticabili per l'aggiornamento del costo evitato di combustibile ?

**7.4. Decorrenza degli effetti dell'aggiornamento periodico**

I nuovi valori che l'Autorità intende determinare secondo le modalità sopra illustrate si riferiscono al biennio 1999-2000.

I valori delle componenti di prezzo relative al costo evitato di impianto e dell'ulteriore componente (di cui al paragrafo 7.1.) e delle componenti di prezzo relative al costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali (di cui al

paragrafo 7.2.) dovrebbero essere, a loro volta, sottoposti all'aggiornamento che entro il mese di aprile di ogni anno la CCSE applica sulla base dei criteri indicati al titolo II, punto 7, del provvedimento CIP n. 6/92 e verrebbero utilizzati come acconto per l'anno 1999. Per quanto concerne il costo evitato di combustibile, il parametro definito al paragrafo 7.4. - e rappresentativo del miglioramento del rendimento termodinamico di un impianto a ciclo combinato – sarebbe applicato al valore del costo evitato di combustibile espresso in Lire/kWh così come aggiornato dalla CCSE a partire dal valore attualmente in vigore.

Nella determinazione dei valori di conguaglio per l'anno 1998, la CCSE non dovrebbe tenere conto dei nuovi valori che saranno fissati dall'Autorità in esito al procedimento di cui al presente documento di consultazione, ma applicherebbe gli aggiornamenti, sempre sulla base dei criteri previsti dal titolo II, punto 7, del provvedimento CIP n. 6/92, a partire dai prezzi di cessione (e contributi) attualmente in vigore.

## *Allegato – Glossario tecnico*

**Accertamento tecnico:** attività istruttoria svolta, secondo quanto previsto dal titolo V del provvedimento CIP n. 6/92, dal *Comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate* al fine di accertare l'esistenza di determinati requisiti il cui possesso permette al soggetto interessato di ottenere per il proprio impianto: un prezzo di cessione dell'energia elettrica più elevato, a seguito dei maggiori costi sostenuti; la qualifica di impianto idroelettrico potenziato; la qualifica di nuovo impianto (nel caso di potenziamenti non idroelettrici e di rifacimenti di impianti esistenti); la quantificazione dell'energia prodotta da apporti naturali per gli impianti di pompaggio; la qualifica di impianto utilizzante fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimento minore isolato; l'applicazione dello stesso prezzo di cessione previsto per gli impianti alimentati con RSU anche a quelli utilizzanti rifiuti, scarti o residui. Tale attività istruttoria, successivamente alla soppressione del *Comitato*, è stata svolta dagli uffici della Direzione generale delle fonti di energia e delle industrie di base del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e oggi è di competenza dell'Autorità, che per l'esercizio di tali attribuzioni ha istituito, con la delibera 14 ottobre 1997, n. 104/97, un apposito *Nucleo di valutazione dei programmi e delle iniziative di cui al provvedimento CIP n. 6/92 e norme collegate*.

**Autoproduttore:** ai sensi dello schema di decreto legislativo recante norme per la prima attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso degli appartenenti ai consorzi o società consortili per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

**Biogas:** gas derivanti da processi di decomposizione di materiale organico (come, ad esempio, dalla frazione umida dei rifiuti solidi urbani) che, opportunamente trattati, possono essere utilizzati come combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica.

**Biomassa:** materiali di origine biologica che possono essere recuperati e convertiti in energia elettrica, in calore o anche in prodotti chimici sostitutivi di derivati di idrocarburi di origine minerale. Le biomasse, per la loro capacità di rigenerarsi, sono considerate fonti rinnovabili. Possono suddividersi in quattro categorie: residui agroindustriali, che rappresentano la fonte di biomassa

maggiormente disponibile per scopi energetici; sottoprodotti agricoli; residui forestali e dell'industria del legno; colture energetiche.

**CCSE (Cassa conguaglio per il settore elettrico):** organismo avente il compito di gestire il sistema di perequazione tariffaria, cioè dei flussi in entrata, derivanti dal pagamento di componenti tariffarie da parte degli utenti finali, e dei corrispondenti flussi in uscita, consistenti nei contributi alle imprese aventi diritto. Il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato del 15 settembre 1947, n. 896, attribuiva al CIP la facoltà di istituire casse di conguaglio. L'attuale CCSE è stata istituita dal provvedimento CIP 29 agosto 1961, n. 341, in corrispondenza dell'unificazione su tutto il territorio nazionale dei prezzi e delle strutture tariffarie nel settore elettrico. Con la legge n. 481/95 sono state trasferite all'Autorità le competenze in materia di perequazione esercitate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

**CDR (Combustibile derivato da rifiuti):** in base al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante "*Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi*", combustibile ricavato dai rifiuti urbani mediante trattamento finalizzato all'eliminazione delle sostanze pericolose per la combustione ed a garantire un adeguato potere calorico, e che possieda caratteristiche specificate con apposite norme tecniche. La termoutilizzazione del CDR può avvenire in impianti dedicati o in co-combustione (generalmente con il carbone).

**Ciclo combinato:** tecnologia per la produzione di energia elettrica da combustibili in forma gassosa che si basa sull'utilizzo di una o più turbine a gas (turbogas) associate ad una turbina a vapore. Il calore dei fumi allo scarico della turbina a gas viene sfruttato in un generatore di vapore a recupero nel quale si produce il vapore poi utilizzato nella turbina a vapore. Le centrali a ciclo combinato permettono un uso particolarmente efficiente del combustibile e, nello stesso tempo, consentono un limitato impatto ambientale in termini di emissioni inquinanti. Qualora il calore in uscita dal ciclo combinato venga ulteriormente impiegato in un processo industriale sotto forma di vapore tecnologico, si ha cogenerazione

**CIP (Comitato interministeriale dei prezzi):** comitato costituito presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e presieduto dallo stesso Ministro con il compito di coordinare e disciplinare i prezzi di determinate merci e servizi, tra cui le tariffe dell'energia elettrica e del gas. Abolito dalla legge 31 dicembre 1993, n. 577, le sue competenze in tema di energia sono state esercitate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato fino al 22 aprile 1997, data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del

regolamento di organizzazione e di funzionamento dell’Autorità per l’energia e il gas.

**Cogenerazione:** produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore per usi tecnologici o per teleriscaldamento.

**Consumo specifico:** rapporto tra energia delle fonti primarie utilizzate in una centrale termoelettrica ed energia elettrica prodotta.

**Dispacciamento:** attività diretta ad impartire disposizioni per l’utilizzazione e l’esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

**Eccedenze di energia elettrica:** quantitativi di energia elettrica prodotti da un autoproduttore eccedenti il suo fabbisogno che, senza la messa a disposizione di una quota di potenza prefissata, vengono ceduti, ai sensi dell’art. 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, all’Enel e alle imprese produttrici-distributrici di cui all’art. 4, n. 8) della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato ed integrato dall’art. 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308 (cosiddette “imprese elettriche minori”). L’Autorità con la deliberazione 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997, ha modificato i prezzi di cessione delle eccedenze stabiliti dal provvedimento CIP n. 6/92.

**Fonti energetiche assimilate:** risorse energetiche di origine fossile che, ai sensi dell’art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, vengono assimilate alle fonti rinnovabili in virtù degli elevati rendimenti energetici. Secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate gli impianti di cogenerazione, gli impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi produttivi e in impianti, nonché gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

**Fonti energetiche convenzionali:** secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti convenzionali quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali.

**Fonti energetiche rinnovabili:** fonti dotate di un potenziale energetico che si rinnova continuamente. Secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti rinnovabili quelli che per produrre energia elettrica utilizzano il sole, il vento, l’acqua, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di biomasse.

**Gas di cokeria:** gas ottenuto durante la trasformazione del carbone in coke.

**IEEL (Imprese elettriche degli enti locali):** aziende di proprietà di un ente locale che distribuiscono energia elettrica prodotta in proprio o acquistata dall'Enel.

**Ore piene - ore vuote:** periodi che statisticamente presentano, rispettivamente, la maggiore e la minore richiesta di energia elettrica su una rete. Nel provvedimento CIP n. 6/92 le ore piene rappresentano l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico definite dal provvedimento CIP 19 dicembre 1990, n. 45, e sono poste pari a 3.600 ore/anno.

**Potere calorifico** (potere calorifico superiore, PCS; potere calorifico inferiore, PCI): quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di peso o di volume di combustibile. A seconda che il calore latente del vapore d'acqua contenuto nei fumi della combustione sia utilizzato o meno a fini energetici, si ha, rispettivamente, il potere calorifico superiore (PCS) o il potere calorifico inferiore (PCI), quest'ultimo utilizzato più correntemente nelle valutazioni.

**Produttore indipendente o autonomo:** secondo la direttiva 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica: produttore che non svolge funzioni di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui è stabilito come tale.

**RSU (Rifiuti solidi urbani):** possono costituire, se opportunamente separati e trattati, combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica. Un apposito elenco (Allegato A) del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante "*Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi*" precisa le diverse categorie di RSU.

**Sovrapprezzi:** componenti della tariffa elettrica introdotti nel tempo con finalità economiche di natura diversa. Con la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, recante "*Razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato*", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, sono stati inglobati in tariffa.