

AVVISO LEGALE

Il presente testo non ha carattere di ufficialità. L'unico testo ufficiale definitivo che prevale in caso di discordanza è quello pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana a mezzo stampa.

Testo coordinato vigente al 1 settembre 2011

DECRETO MINISTERIALE 2 AGOSTO 2010

Criteri e parametri per il calcolo del corrispettivo da riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da combustibili fossili per la risoluzione anticipata della convenzione CIP 6 in essere.

IL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Vista la legge 9 gennaio 1991, n. 9, e in particolare l'art. 22, comma 5, secondo cui, nell'ambito del regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonte rinnovabile, vengono stabiliti criteri e termini per la definizione e l'aggiornamento da parte del Comitato Interministeriale Prezzi (di seguito: CIP) dei prezzi di ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate;

Visto il provvedimento del CIP 29 aprile 1992, n. 6, come modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip 6/92) e la relativa relazione di accompagnamento;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994, che introduce modifiche e integrazioni al provvedimento CIP n. 6/1992 in materia di prezzi di cessione dell'energia elettrica;

Visto il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ed in particolare l'art. 3, comma 12, secondo cui ai produttori di energia elettrica di cui alla legge n. 9/1991, art. 22, comma 3, ritirata dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN, oggi GSE) viene corrisposto un prezzo determinato dall'Autorita' per l'Energia Elettrica e il Gas (di seguito: Autorita') in applicazione del criterio del costo evitato;

Vista la direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea 13 ottobre 2003, n. 003/87/CE e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: direttiva 2003/87/CE);

Visto il decreto del Ministro dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2006 recante l'approvazione del Piano nazionale di assegnazione delle quote di emissione di gas a effetto serra in applicazione alla direttiva 2003/87/CE e in particolare le disposizioni contenute con riferimento agli impianti termoelettrici in regime Cip 6;

Vista la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge n. 99/2009) ed in particolare l'art. 30, comma 20, secondo cui l'Autorità «propone al Ministro dello Sviluppo Economico adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92, da disporre con decreti del medesimo Ministro, con i produttori che volontariamente aderiscono a detti meccanismi. Gli oneri derivanti dalla risoluzione anticipata da liquidare ai produttori aderenti devono essere inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvano le convenzioni»;

Visto il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009 (di seguito: decreto 2 dicembre 2009) concernente i meccanismi per la risoluzione volontaria e anticipata delle convenzioni Cip 6, secondo quanto disposto dall'art. 30, comma 20, della citata legge n. 99/2009;

Vista la relazione sull'adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico per gli anni 2010 e 2011 trasmessa in data 17 maggio 2010 da Terna S.p.A., in qualità di concessionario delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ai sensi del decreto ministeriale 25 aprile 2005;

Considerato che, con comunicazione del 10 maggio 2010, Terna ha reso noti i giorni critici per l'anno 2010 individuando 35 giorni di massima criticità del sistema elettrico per un numero complessivo di 840 ore;

Considerato che Terna nella relazione sull'adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico per gli anni 2010 e 2011, ha evidenziato una situazione di maggiore criticità nelle isole rispetto al continente, ed in particolare in Sicilia, difficilmente gestibile nella copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva e/o di gestione della sicurezza della rete;

Ritenuto che tale situazione di criticità non possa modificarsi significativamente nel prossimo triennio in relazione ai tempi di realizzazione delle principali infrastrutture;

Ritenuto opportuno procedere alla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6 separatamente a seconda della tipologia di impianto, definendo in via preliminare i parametri per il calcolo dei corrispettivi spettanti per la risoluzione anticipata delle convenzioni aventi ad oggetto impianti assimilati alimentati da combustibili fossili e rinviando ad un successivo provvedimento la definizione delle modalità per la risoluzione anticipata delle convenzioni aventi ad oggetto

impianti di produzione di energia elettrica alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia;

Ritenuto opportuno riconoscere agli impianti assimilati alimentati da combustibili fossili l'ulteriore corrispettivo per la disponibilità di capacità di cui all'art. 4, comma 7, del decreto 2 dicembre 2009 nelle ore di massima criticità del sistema elettrico in misura differenziata per gli impianti localizzati sul continente ovvero sulle isole in considerazione del maggior rischio di mancata copertura del fabbisogno evidenziato da Terna;

Ritenuto opportuno verificare che gli oneri di sistema derivanti dalla risoluzione anticipata di ciascuna convenzione o di più convenzioni facenti capo ad un medesimo produttore siano inferiori a quelli che si realizzerebbero in caso di scadenza naturale della convenzione o dei gruppi di convenzioni;

Ritenuto opportuno erogare i corrispettivi dovuti in due soluzioni al fine di garantire al Gestore dei Servizi Energetici Spa (GSE) una maggiore flessibilità per l'approvvigionamento delle risorse finanziarie necessarie alla liquidazione delle somme spettanti agli operatori titolari di impianti che aderiscono alla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6;

Decreta:

Art. 1 Ambito di applicazione e corrispettivo riconosciuto

1. Il presente decreto, in attuazione dell'art. 4, comma 7, del decreto 2 dicembre 2009, definisce criteri e parametri per il calcolo del corrispettivo da riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da combustibili fossili e oggetto delle convenzioni Cip 6 in essere, che aderiscono alla risoluzione

anticipata delle medesime convenzioni, nonché le modalità e tempistiche per le erogazioni.

2. Il corrispettivo Cfossili di cui all'art. 4, comma 4, del decreto 2 dicembre 2009, è riconosciuto dalla data di risoluzione della convenzione e viene erogato dal GSE secondo quanto previsto dall'art. 2, comma 5 del presente decreto.

3. Per gli impianti di cui all'art. 4, comma 4, del decreto 2 dicembre 2009, per i quali è stato riscontrato, annualmente, il mantenimento in esercizio, è riconosciuto, ai sensi dell'art. 4, comma 7 del decreto, un corrispettivo per la disponibilità di capacità, commisurato al valore del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse, per

le ore di massima criticità del sistema elettrico in funzione della localizzazione dell'impianto. Il corrispettivo $C_{fossili,es}$ riconosciuto è erogato annualmente a consuntivo e pari a:

$$C_{fossili,es} = CEE \cdot P_{conv} \cdot h_{fossili,es}$$

dove:

CEE (espressa in €/MWh) è il valore del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse definito dal titolo II, punto 2, del provvedimento Cip n. 6/92 nell'ipotesi di prezzo differenziato tra ore piene e ore vuote, aggiornato annualmente nelle sole ore piene sulla base del valore a conguaglio per l'anno di riferimento; P_{conv} (espresso in MW) è la potenza oggetto della convenzione siglata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92; $h_{fossili,es}$ è il numero di ore per le quali è riconosciuto il corrispettivo $C_{fossili,es}$, pari a 600.

4. Per gli impianti localizzati nelle isole il medesimo corrispettivo $C_{fossili,es}$ è riconosciuto per ulteriori 2840 ore. Tale corrispettivo aggiuntivo è riconosciuto, in ragione delle ore eccedenti le 600 di cui al comma 3, sulla base della disponibilità programmata e comunicata annualmente a Terna.

5. Il corrispettivo $C_{fossili,es}$ è riconosciuto per tre anni dalla risoluzione anticipata della convenzione Cip 6 e, comunque, non oltre la data di scadenza naturale della medesima convenzione. Per ciascun anno, il corrispettivo è riconosciuto per intero ovvero in misura proporzionale alla durata residua della convenzione.

6. Entro il 31 maggio di ciascun anno, sulla base delle informazioni fornite da Terna in merito all'effettivo mantenimento in esercizio degli impianti e alle ore di disponibilità programmata degli impianti situati nelle isole di cui al comma 4, il GSE determina i corrispettivi spettanti ed eroga gli stessi, dandone preventiva comunicazione al Ministero dello Sviluppo Economico e all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Art. 2 Procedure per la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6

1. I titolari delle convenzioni Cip n. 6/92 aventi ad oggetto impianti di produzione di energia elettrica assimilati alimentati da combustibili fossili presentano al GSE istanza vincolante di risoluzione della singola convenzione entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sulla base del modello di istanza predisposto dal GSE.

2. Al fine di verificare il rispetto della condizione di cui all'art. 30, comma 20, della legge n. 99/2009, il GSE verifica le istanze presentate ai sensi del comma 1 effettuando, per ciascun impianto, secondo i parametri indicati nell'allegato 1, una comparazione tra la stima degli oneri connessi alla durata residua delle convenzioni e gli oneri

derivanti dalla risoluzione anticipata determinati ai sensi del presente decreto. Per gli impianti riferibili allo stesso gruppo societario alla data di entrata in vigore del presente decreto, secondo i raggruppamenti indicati nell'allegato 2, il GSE effettua la medesima verifica a livello aggregato su tutti gli impianti per i quali è stata presentata l'istanza vincolante, al fine di accertare sull'intero aggregato che vi sia comunque riduzione degli oneri.

3. Solo per gli impianti o gruppi di impianti per i quali risulta verificata positivamente, ai sensi del comma 2, la convenienza per il sistema, il GSE, entro il 20 novembre 2010, procede, con decorrenza 1° gennaio 2011, alla sottoscrizione dei contratti di risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6 e comunica al Ministero dello Sviluppo Economico e all'Autorità i dati, non appena disponibili, relativi ai corrispettivi da erogare per ogni impianto e gli oneri connessi al finanziamento.

4. Ai fini del dispacciamento, ferma restando la comunicazione degli operatori prevista dal Codice di rete, il GSE entro il 30 novembre 2010 comunica a Terna l'elenco degli impianti per i quali è stata risolta la convenzione.

5. Il GSE eroga i corrispettivi spettanti in due soluzioni, di cui:

a) la prima, al 31 gennaio 2011, pari all'80% del corrispettivo spettante;

b) la seconda, al 31 maggio 2011, pari al restante 20%.

Art. 3 Disposizioni finali

1. I corrispettivi erogati dal GSE ai sensi del presente decreto sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3.

2. Resta ferma la facoltà dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il gas di effettuare ispezioni sugli impianti oggetto della risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6 di cui al presente decreto, anche dopo la risoluzione stessa, al fine di verificare, per gli anni trascorsi in vigenza della convenzione, il rispetto delle condizioni che hanno dato titolo alle tariffe CIP6. A tal fine, il GSE inserisce nello schema di contratto di risoluzione delle convenzioni, preventivamente comunicato al Ministero dello Sviluppo Economico, una specifica clausola contrattuale per la salvaguardia degli eventuali effetti dei suddetti controlli.

3. Resta fermo quanto previsto dall'art. 5, comma 3, del decreto 2 dicembre 2009 in merito alla relazione annuale che il GSE presenta al Ministero dello Sviluppo Economico circa i risparmi effettivamente realizzati a seguito della risoluzione anticipata.

4. Gli allegati 1 e 2 formano parte integrante del presente decreto.

5. Il presente decreto è inviato alla registrazione della Corte dei Conti, è pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito del Ministero dello sviluppo economico, ed entra in vigore il giorno successivo alla data di prima pubblicazione.

Roma, 2 agosto 2010

Il Ministro, ad interim:

Berlusconi

Registrato alla Corte dei conti il 2 settembre 2010

Ufficio di controllo atti Ministeri delle Attività Produttive, registro n. 4, foglio n. 105.

ALLEGATO 1

Procedura per la valutazione degli oneri di cui all'articolo 2, comma 2.

Per la valutazione degli oneri derivanti dalla convenzione Cip n. 6/92 in essere, il GSE tiene conto di tutti i costi associati alla vigenza della convenzione ivi compresi gli oneri derivanti dall'applicazione delle direttive comunitarie 2003/87/CE e 2009/29/CE e gli oneri associati al rimborso dei certificati verdi. I suddetti costi sono confrontati con i costi connessi alla risoluzione anticipata delle convenzioni cip6 in essere, comprensivi degli oneri finanziari per l'approvvigionamento di risorse finanziarie da parte del GSE. La valutazione degli oneri derivanti dalla convenzione Cip n. 6/92 è effettuata dal GSE esclusivamente in base alla metodologia e ai parametri di seguito indicati, vincolanti ai fini della medesima valutazione nei confronti dei soggetti che hanno manifestato l'interesse alla risoluzione anticipata della convenzione. In particolare, i costi associati alla vigenza delle convenzioni Cip n. 6/92 sono determinati dalla somma degli elementi di seguito elencati:

a) Costo evitato di impianto e costo di evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse (CEI)

Per la determinazione di questa componente di costo, si fa riferimento alla quantità di energia pari al prodotto tra la potenza contrattuale dell'impianto e il numero di ore piene nel periodo di vigenza della convenzione. I costi relativi al CEI comprendono il costo evitato di impianto e il costo evitato di esercizio, manutenzione, e spese generali. Ai fini della determinazione dei costi associati al CEI, il valore 2009 della tariffa di riferimento CEI è incrementato per il 2010 dello 0,8% (incremento indice ISTAT 2009) e per gli anni successivi secondo un tasso del 2%.

b) Riconoscimento degli oneri ETS ex direttiva 2003/87/CE e direttiva 2009/29/CE

Per il periodo fino al 31 dicembre 2012, l'ammontare associato al riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, è calcolato secondo quanto definito nella deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il gas ARG/elt 77/08.

In particolare:

1. l'energia da ritirare per gli anni successivi al 2010 è stimata pari alla media dell'energia elettrica ritirata in tutti gli anni di convenzione dell'impianto fino al 2009 incluso, con l'esclusione dei due anni, rispettivamente, di minima e massima produzione. Per l'ultimo anno in convenzione la quantità di energia presa a riferimento è determinata proporzionalmente al numero di giorni residui in convenzione.

2. E' assunto un prezzo convenzionale PEUA - relativo ai titoli EUA (European Union Allowance) - pari a 14,53 €/tCO2 per il 2011, e 15,21 €/tCO2 per il 2012, e un prezzo convenzionale PFLEX - relativo ai titoli CER (Certified Emission Reduction) ed ERU (Emission Reduction Unit) - pari a 12,02 €/tCO2 per il 2011, e 12,13 €/tCO2 per il 2012. Tali valori sono stati determinati sulla base delle contrattazioni 2010 dei titoli futures sulle piattaforme dei permessi di emissione ECX e Bluenext disponibili alla data del 30 giugno 2010;

3. E' assunto un coefficiente emissivo di gas serra, individuato, per ogni singolo impianto, come rapporto tra il numero di quote rese e l'energia elettrica prodotta netta, determinato con riferimento ai dati storici di produzione e di emissione noti al GSE sulla base delle comunicazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas relative al riconoscimento annuale degli oneri derivanti dalla direttiva 2003/87/CE, in applicazione della delibera ARG/elt n. 77/08.

Per il periodo successivo all'anno 2012, l'ammontare associato al riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2009/29/CE è calcolato per le quote necessarie alla copertura dell'intera produzione - stimata pari alla media dell'energia elettrica ritirata in tutti gli anni di convenzione dell'impianto fino al 2009 incluso, con

l'esclusione dei due anni, rispettivamente, di minima e massima produzione - moltiplicata per un prezzo convenzionale PEUA - relativo ai titoli EUA - pari a 18 €/ tCO₂, come assunto nella relazione tecnico-finanziaria al decreto legge 20 maggio 2010, n. 72.

c) Rimborso dei Certificati Verdi

Gli oneri associati al rimborso dei CV sono stati calcolati secondo quanto stabilito in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 113/06, secondo la seguente formula di rimborso:

$$V_m = Q \text{ IAFR} \times \text{PIAFR} + Q \text{ GSE} \times \text{PGSE}$$

dove:

a) QGSE è la quota di certificati verdi nella titolarità del GSE, posta pari a zero;

b) PGSE è il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi nella titolarità dei produttori da impianti IAFR;

c) QIAFR è la quota di certificati verdi relativi alla produzione di impianti qualificati dal GSE come impianti IAFR;

d) PIAFR è il prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

Il valore PIAFR è determinato come differenza fra la media dei costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili ponderata per la produzione annuale effettiva di energia elettrica degli impianti IAFR, differenziata per fonte, per cui sono stati emessi i certificati verdi nell'anno 2008, pari a 113,6 €/MWh, e il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, posto pari al prezzo medio di vendita dell'energia elettrica per l'anno 2010 stimato pari a 67 €/MWh, aumentato del tasso di aggiornamento del 2% per l'anno successivo.

Tale prezzo è, poi, applicato moltiplicando per:

1. la media dell'energia elettrica ritirata in tutti gli anni di convenzione dell'impianto fino al 2009 incluso, con l'esclusione dei due anni, rispettivamente, di minima e massima produzione

2. la quota percentuale d'obbligo prevista per l'anno in oggetto e incrementata di 0,75 punti percentuali annui in maniera costante fino al 2017.

Tale voce di costo viene applicata esclusivamente agli impianti che nel 2008 non risultano cogenerativi ai sensi della delibera n. 42/02.

d) Differenza tra il costo evitato di combustibile riconosciuto ai produttori (CEC) e i valori del ricavo da vendita sul mercato (Pz)

Tale differenza è calcolata per ciascuna zona di mercato, in base ad una stima della differenza dello scostamento percentuale tra il valore del CEC e il valore del prezzo zonale orario. La suddetta differenza percentuale è determinata assumendo il valore del CEC a conguaglio per il 2009, di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 12 luglio 2010, pari a 67,2 €/MWh e il prezzo delle singole zone per il 2010 determinato sulla base del valore medio degli ultimi tre anni del rapporto tra il prezzo zonale e PUN, normalizzato al valore del PUN per il 2010, posto convenzionalmente pari al CEC. La differenza è incrementata annualmente del tasso di aggiornamento del 2%.

ALLEGATO 2

Gruppi di impianti per la verifica di cui all'articolo 2, comma 2.

Gruppo A:

Melfi

Piedimonte San Germano

Rivalta

Sulmona

Termoli

Gruppo B:

Ferrara

Teverola

Gruppo C:

Boffalora

Narni

Pomigliano d'Arco

Gruppo D:

Cologno

Contarina

Jesi

Milazzo

Porcari

S.Quirico.