

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
130/2013/R/EEL**

**ORIENTAMENTI PER LA DEFINIZIONE DEI CRITERI PER IL
RICONOSCIMENTO DEGLI ONERI DERIVANTI AI PRODUTTORI
CIP 6 DALL'APPLICAZIONE DELL'EMISSION TRADING SYSTEM
A DECORRERE DALL'ANNO 2013**

Mercato di incidenza: energia elettrica

28 marzo 2013

Premessa

La direttiva 2003/87/CE, al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas serra secondo criteri di efficienza economica, ha istituito un meccanismo di tipo “cap & trade”, operativo dal 2005. L'applicazione della direttiva 2003/87/CE, come successivamente modificata e integrata (di seguito: direttiva 2003/87/CE) comporta l'insorgere di oneri aggiuntivi in capo ai produttori di energia elettrica per i quali la direttiva medesima trova applicazione, ivi inclusi i produttori ammessi a beneficiare del provvedimento Cip n. 6/92.

Il Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 prevede che il prezzo di cessione definito dal medesimo provvedimento venga aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi.

In attuazione del predetto Titolo II, punto 7bis, con la deliberazione ARG/elt 77/08, l'Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento, ai produttori Cip 6, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE per i primi due periodi di assegnazione (2005 – 2007 e 2008 – 2012). Il presente documento per la consultazione presenta gli orientamenti dell'Autorità in merito alla definizione dei criteri per il riconoscimento, ai produttori Cip 6, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE per i primi 3 anni del terzo periodo di assegnazione (2013 – 2015).

Gli impianti ammessi a beneficiare di tale riconoscimento sono gli impianti Cip 6 fino alla scadenza della rispettiva convenzione per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete e limitatamente alla quantità di energia elettrica che ha effettivamente beneficiato dei prezzi di ritiro di cui al provvedimento Cip n. 6/92.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni entro il **30 aprile 2013**.*

Ai sensi dell'articolo 4, comma 4.10, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità GOP 46/09, le osservazioni al presente documento per la consultazione saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità; a tal fine, i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate. È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, le osservazioni dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale
Piazza Cavour, n. 5 – 20121 Milano
tel. 02.65565.284/211
fax 02.65565.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

1. Introduzione

La direttiva 2003/87/CE, al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas serra secondo criteri di efficienza economica, ha istituito un meccanismo di tipo “*cap & trade*”, operativo dal 2005.

Tale meccanismo prevede l’obbligo di possedere un permesso per ogni tonnellata di gas serra emessa in atmosfera, espressa in termini di tonnellate di CO₂ equivalente. L’obbligo viene verificato rendendo, l’anno successivo, un numero di quote d’emissione corrispondenti alle tonnellate di gas serra espresse in tonnellate di CO₂ equivalente (cd. quote rese) effettivamente emesse nell’anno precedente. Ai fini dell’applicazione della direttiva 2003/87/CE sono state individuate tre diverse fasi (o periodi di assegnazione), ciascuna delle quali è caratterizzata da regole parzialmente diverse, come si evidenzierà meglio nel paragrafo 2 del presente documento. In particolare, sono stati definiti tre diversi periodi di assegnazione: il primo dal 2005 al 2007; il secondo dal 2008 al 2012; il terzo dal 2013 al 2020.

L’applicazione della direttiva 2003/87/CE, come successivamente modificata e integrata (di seguito: direttiva 2003/87/CE) comporta pertanto l’insorgere di oneri aggiuntivi in capo ai produttori di energia elettrica per i quali la direttiva medesima trova applicazione, ivi inclusi i produttori ammessi a beneficiare del provvedimento Cip n. 6/92, derivanti dalla necessità di approvvigionarsi dei permessi necessari per poter emettere gas serra (ad eccezione dei permessi eventualmente assegnati a titolo gratuito).

Il titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 prevede che il prezzo di cessione definito dal medesimo provvedimento venga aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi.

Al riguardo, fin dal 2007 (lettera del 20 novembre 2007), l’Autorità aveva richiesto al Consiglio di Stato un parere sul riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti (tra l’altro) dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE e, in particolare, se:

- a) il Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 si applica anche per riconoscere gli oneri derivanti dall’applicazione di una normativa comunitaria quale la direttiva 2003/87/CE;
- b) il Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 si applica limitatamente ai primi otto anni di esercizio durante i quali viene riconosciuta l’ulteriore componente di cui al Titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92 al fine di coprire i maggiori costi di investimento ovvero se sia legittimo estendere il riconoscimento dei maggiori costi all’intera durata delle convenzioni di cessione destinata.

Il Consiglio di Stato, con parere n. 4390/2007, ha ritenuto opportuno che l’Autorità provveda al riconoscimento, per l’intera durata delle convenzioni di cessione destinata Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE, secondo criteri idonei ad incentivare i produttori a negoziare in maniera efficiente i titoli di emissione di CO₂, con l’obiettivo di minimizzare l’entità dei maggiori oneri posti a carico dei clienti finali.

Per questo motivo, con la deliberazione ARG/elt 77/08, l’Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento, ai produttori Cip 6, degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE per i primi due periodi di assegnazione (2005 – 2012), nel rispetto del parere espresso dal Consiglio di Stato.

Il presente documento per la consultazione presenta gli orientamenti dell’Autorità in merito alla definizione dei criteri per il riconoscimento, ai produttori Cip 6, degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE per i primi 3 anni del terzo periodo di assegnazione (2013 – 2015).

Gli impianti ammessi a beneficiare di tale riconoscimento sono gli impianti Cip 6 fino alla scadenza della rispettiva convenzione per il ritiro, da parte del GSE, dell’energia elettrica immessa in rete e limitatamente alla quantità di energia elettrica che ha effettivamente beneficiato dei prezzi di ritiro di cui al provvedimento Cip n. 6/92¹.

2. Le principali innovazioni introdotte dalla direttiva 2009/28/CE rilevanti ai fini del presente documento per la consultazione

Fino al secondo periodo di assegnazione compreso, ogni Governo nazionale, tramite un Piano Nazionale d’Assegnazione, rendeva disponibili alcuni permessi di emissione a titolo gratuito (cd. quote assegnate). Nel caso in cui il numero delle quote assegnate ad un produttore fosse risultato, al termine del periodo di assegnazione, maggiore del numero di quote dallo stesso rese, il produttore poteva valorizzare a proprio beneficio le quote eccedentarie in suo possesso; invece nel caso in cui il numero delle quote assegnate fosse risultato, al termine del periodo di assegnazione, minore del numero di quote rese, il produttore avrebbe dovuto approvvigionarsi sul mercato delle quote di emissione in difetto, dovendo quindi sostenere costi aggiuntivi conseguenti all’applicazione della direttiva 2003/87/CE. Ai fini dell’approvvigionamento delle quote di emissione eventualmente necessarie per colmare il deficit si poteva fare ricorso alle contrattazioni EUA (*European Union Allowance*) spot, come risultanti in una o in più sedi organizzate europee di negoziazione dei titoli di emissione, o ai titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit*) derivanti da progetti internazionali (*Clean Development Mechanism* e *Joint Implementation*). In particolare, durante il secondo periodo di assegnazione, compreso tra il 2008 e il 2012, i produttori titolari di impianti termoelettrici, al fine del rispetto dell’obbligo annuale di restituzione delle quote di CO₂, potevano utilizzare complessivamente i titoli CER ed ERU in numero pari, al massimo, al 19,3% delle quote loro assegnate a titolo gratuito. Non erano infine previste procedure concorsuali (aste) per l’allocazione, a titolo oneroso, delle quote inizialmente disponibili a ciascun Governo nazionale.

Per il terzo periodo di assegnazione, la direttiva 2003/87/CE (come modificata e integrata dalla direttiva 2009/29/CE), per quanto di interesse ai fini del presente documento, ha indicato che:

- *“l’impegno supplementare richiesto all’economia comunitaria impone anche che il sistema comunitario riveduto funzioni con la massima efficienza economica possibile e secondo condizioni di assegnazione totalmente armonizzate all’interno della Comunità. A tal fine, la messa all’asta delle quote dovrebbe essere il principio cardine dell’assegnazione, perché è il metodo più semplice ed è in generale considerato anche*

¹ Anche gli impianti alimentati da combustibili di processo, residui o recuperi che si sono avvalsi della risoluzione anticipata della convenzione Cip 6 a partire dall’1 gennaio 2013 non hanno più diritto al riconoscimento degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE. Infatti il decreto ministeriale 2 dicembre 2009 ha limitato tale diritto al 31 dicembre 2012 (cioè al termine del secondo periodo di assegnazione).

quello più efficiente sotto il profilo economico. Le aste dovrebbero anche eliminare gli utili a cascata e mettere i nuovi entranti e le economie con una crescita superiore alla media sullo stesso piano degli impianti esistenti.” (considerato 15);

- *“la messa all’asta integrale delle quote dovrebbe essere la norma a partire dal 2013 per il settore dell’elettricità, vista la capacità dello stesso di trasferire i maggiori costi di CO₂ [...]. Al fine di evitare distorsioni della concorrenza gli impianti di produzione di elettricità possono ricevere quote a titolo gratuito per servizi di teleriscaldamento e teleraffreddamento e per l’energia termica e frigorifera prodotti mediante la cogenerazione ad alto rendimento [...] laddove l’energia termica prodotta da impianti in altri settori beneficiasse di un’assegnazione gratuita.” (considerato 19);*
- *“per garantire condizioni eque di concorrenza all’interno della Comunità è opportuno armonizzare l’impiego dei crediti ottenuti per riduzioni delle emissioni realizzate al di fuori della Comunità da parte dei gestori che rientrano nel sistema comunitario. Il protocollo di Kyoto definisce obiettivi quantificati di emissione per i paesi industrializzati relativamente al periodo dal 2008 al 2012 e prevede la creazione delle riduzioni certificate delle emissioni (CER) nell’ambito dei progetti del meccanismo di sviluppo pulito (CDM) e delle unità di riduzione delle emissioni (ERU) nell’ambito dei progetti dell’attuazione congiunta (JI) e la possibilità che i paesi industrializzati li utilizzino per conseguire una parte dei loro obiettivi di riduzione. Il sistema istituito dal protocollo di Kyoto non consente di creare ERU a partire dal 2013 se i paesi che ospitano i progetti non avranno messo in atto nuovi obiettivi quantificati di riduzione delle emissioni, mentre i crediti CDM potranno continuare ad essere creati. Una volta concluso un accordo internazionale sui cambiamenti climatici è opportuno prevedere un utilizzo supplementare delle CER e delle ERU ottenute nei paesi che avranno ratificato l’accordo. In assenza di un tale accordo, il fatto di prevedere la possibilità di continuare ad utilizzare le CER e le ERU comprometterebbe l’efficacia di tale incentivo e ostacolerebbe il conseguimento degli obiettivi della Comunità volti a promuovere un uso più sostenuto delle energie rinnovabili.” (considerato 28);*
- *“ai fini della prevedibilità, è opportuno dare certezza ai gestori circa la possibilità di utilizzare dopo il 2012 le CER e le ERU derivanti da tipi di progetti ammissibili per essere usati nell’ambito del sistema comunitario durante il periodo dal 2008 al 2012 per la quota rimanente del livello che erano autorizzati ad utilizzare in detto periodo” (considerato 29)*

e ha previsto, tra l’altro, che:

- *“a decorrere dal 2013 gli Stati membri mettono all’asta tutte le quote che non sono assegnate gratuitamente a norma degli articoli 10 bis e 10 quater” (articolo 10, comma 1);*
- *“fatti salvi i paragrafi 4 [relativo al teleriscaldamento e alla cogenerazione ad alto rendimento] e 8 [relativo ai progetti dimostrativi] e a prescindere dall’articolo 10 quater [deroghe], gli impianti di produzione di elettricità, gli impianti deputati alla cattura di CO₂, le condutture per il trasporto di CO₂ o i siti di stoccaggio di CO₂ non beneficiano dell’assegnazione gratuita di quote.” (articolo 10bis, comma 3);*
- *“sono assegnate quote a titolo gratuito al teleriscaldamento e alla cogenerazione ad alto rendimento definita dalla direttiva 2004/8/CE in caso di domanda economicamente giustificabile, rispetto alla generazione di energia termica o frigorifera.” (articolo 10bis, comma 4);*

- “le quote rilasciate a partire dal 1 gennaio 2013 sono valide per le emissioni prodotte durante periodi di otto anni con inizio il 1 gennaio 2013.” (articolo 13, comma 1);
- “tutti i gestori esistenti sono autorizzati a utilizzare crediti nel periodo 2008-2020 o fino alla quantità loro assegnata nel periodo dal 2008 al 2012 o fino a una quantità corrispondente a una percentuale, non inferiore all’11%, delle quote loro assegnate nel periodo 2008-2012, qualunque sia il quantitativo superiore.” (articolo 11bis, comma 8).

In sintesi, si evidenziano le seguenti innovazioni (rispetto a quanto applicato per il secondo periodo di assegnazione) rilevanti ai fini della definizione dei criteri per il riconoscimento, ai produttori Cip 6, degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE per il terzo periodo di assegnazione (2013 – 2020):

- a) ai produttori di energia elettrica soggetti agli obblighi previsti dalla direttiva 2003/87/CE non vengono più assegnate quote a titolo gratuito, ad eccezione di quelle riferite alla produzione di energia termica o frigorifera nel caso di impianti abbinati al teleriscaldamento o cogenerativi ad alto rendimento;
- b) le quote rilasciate a partire dal 2013 possano essere utilizzate anche per le emissioni riferite agli anni successivi, fermo restando l’obbligo di rendere, al termine di ogni anno, un numero di quote pari a quelle emesse nell’anno medesimo;
- c) l’utilizzo, al fine del rispetto dell’obbligo annuale di restituzione delle quote di CO₂, dei titoli CER ed ERU è limitato al 19,3% delle quote assegnate a titolo gratuito per il secondo periodo di assegnazione. Pertanto, i titoli CER ed ERU possono ancora essere utilizzati solo qualora non già interamente utilizzati negli anni precedenti;
- d) l’approvvigionamento delle quote può avvenire anche tramite procedure concorsuali (aste).

Gli orientamenti esposti nei prossimi paragrafi tengono conto delle disposizioni qui riassunte e sono naturalmente suscettibili di revisione a seguito di eventuali modifiche della normativa europea (peraltro attese, anche in relazione alle possibilità di utilizzo dei titoli CER ed ERU).

3. Orientamenti ai fini del riconoscimento degli oneri per i primi tre anni del terzo periodo di assegnazione

Prima di tutto, si evidenzia che l’Autorità intende riconoscere i maggiori oneri derivanti, ai produttori Cip 6, dagli obblighi previsti dalla direttiva 2003/87/CE per l’intero terzo periodo di assegnazione, dando quindi applicazione al Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, secondo criteri idonei a incentivare i produttori a negoziare in maniera efficiente i titoli di emissione di CO₂, con l’obiettivo di minimizzare l’entità dei maggiori oneri posti a carico dei clienti finali. Per questo motivo tali oneri non vengono riconosciuti tramite un piè di lista. Tali principi generali sono analoghi a quelli già adottati con la deliberazione ARG/elt 77/08 per il periodo 2005-2012.

In particolare, viste le innovazioni introdotte nell’*Emission Trading System* per il terzo periodo di assegnazione, si ritiene opportuno definire strumenti atti a promuovere:

- 1) il tempestivo massimo utilizzo dei titoli CER ed ERU attualmente consentito. Ciò poiché i titoli CER ed ERU, nei limiti di utilizzo consentiti, rappresentano la soluzione più economica per approvvigionarsi delle quote d’emissione necessarie per poter emettere gas serra;

- 2) una negoziazione efficiente delle quote di emissione, sfruttando le procedure concorsuali e le migliori possibilità messe a disposizione dai mercati, anche eventualmente per il tramite dell'acquisto anticipato delle quote a prezzi più contenuti. Ciò comporterebbe l'approvvigionamento dei titoli necessari (siano essi CER, ERU o EUA) nel corso dell'anno 2013, anche in relazione agli anni successivi, poiché attualmente sui mercati si stanno registrando prezzi di tali titoli molto bassi per effetto dell'eccesso di offerta (a sua volta derivante dalla crisi economica e dalla sovrapposizione dell'*emission trading system* con altri meccanismi di incentivazione). In più, la Commissione europea ha già reso nota l'intenzione di intervenire per riequilibrare il mercato di detti titoli: da ciò dovrebbe conseguire un nuovo aumento dei relativi prezzi medi.

Più operativamente, al momento, si ritiene opportuno limitarsi ai primi tre anni (2013-2015) del terzo periodo di assegnazione, poiché sono attese evoluzioni a livello europeo in merito all'applicazione dell'*emission trading system*, il che rende sconsigliabile presentare orientamenti a lungo termine che con forte probabilità dovrebbero essere rivisti. In particolare, per il periodo 2013 – 2015, si ritiene opportuno che:

- per ciascun impianto e per ciascun anno sia calcolato il numero delle quote di emissione ammesse al riconoscimento, in misura pari alla differenza tra le quote complessivamente rese (come risulta dall'attestato di verifica della dichiarazione riguardante le emissioni, rilasciato da un verificatore accreditato secondo quanto previsto all'articolo 17, comma 1, del decreto legislativo n. 216/06) e quelle eventualmente assegnate a titolo gratuito;
- le quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto e per ogni anno solare siano suddivise in due parti:
 - quote da remunerare sulla base dei prezzi dei titoli CER ed ERU. Tali quote, per ogni anno solare, sono pari al minimo tra le quote di emissione complessivamente ammesse al riconoscimento degli oneri per il medesimo anno e il numero massimo di titoli CER ed ERU ancora utilizzabili al fine di adempiere all'obbligo di cui alla direttiva 2003/87/CE. Tale numero massimo è pari alla differenza, qualora positiva, tra il 19,3% delle quote complessivamente assegnate a titolo gratuito per il periodo 2008-2012 e il numero dei titoli CER ed ERU già utilizzati a partire dal 2008 e fino all'anno precedente;
 - quote da remunerare sulla base dei prezzi dei titoli EUA. Tali quote, per ogni anno solare, sono pari alla differenza tra le quote di emissione complessivamente ammesse al riconoscimento degli oneri per il medesimo anno e le quote da remunerare sulla base dei prezzi dei titoli CER ed ERU;
- alle quote da remunerare sulla base dei prezzi dei titoli CER ed ERU venga riconosciuto, per ciascuno degli anni 2013-2015, un valore unitario P_{FLEX} , espresso in euro/t, pari alla media, ponderata sulle quantità annuali dei titoli CER ed ERU complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per l'anno 2013, delle medie aritmetiche annuali dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER ed ERU per ciascuno dei medesimi mercati e prodotti². Nel calcolo delle medie

² Sulla base dei dati ad oggi disponibili, appare che i produttori Cip 6, nel periodo 2008-2012, abbiano fatto ampio uso dei titoli CER ed ERU nei limiti consentiti. Ciò anche per effetto dei criteri adottati con la deliberazione ARG/elt 77/08 per il riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE: infatti, tali criteri promuovevano l'utilizzo dei titoli CER ed ERU in numero pari al massimo consentito. Appare pertanto ragionevole attendersi che le quote da remunerare sulla base dei prezzi dei titoli CER ed ERU si esauriscano nell'anno 2013.

sono esclusi i prezzi relativi alle sessioni in cui i volumi scambiati sono nulli. In alternativa, il valore unitario P_{FLEX} , espresso in euro/t, può essere definito pari alla media, ponderata sulle quantità giornaliere dei titoli CER ed ERU complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per l'anno 2013, dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER ed ERU per ciascuno dei medesimi mercati e prodotti;

- alle quote da remunerare sulla base dei prezzi dei titoli EUA venga riconosciuto, per ciascuno degli anni 2013-2015, un valore unitario P_{EUA} , espresso in euro/t, pari alla media, ponderata sulle quantità annuali dei titoli EUA complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per l'anno 2013, delle medie aritmetiche annuali dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA per ciascuno dei medesimi mercati e prodotti. Nel calcolo delle medie sono esclusi i prezzi relativi alle sessioni in cui i volumi scambiati sono nulli. In alternativa, il valore unitario P_{EUA} , espresso in euro/t, può essere definito pari alla media, ponderata sulle quantità giornaliere dei titoli EUA complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per l'anno 2013, dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA per ciascuno dei medesimi mercati e prodotti;
- i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{FLEX} siano:
 - EEX – European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2013;
 - ICE – ICE Futures Europe, contratto CER Future dicembre 2013;
- i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{EUA} siano:
 - EEX – European Energy Exchange, contratto EUA spot;
 - EEX – European Energy Exchange, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma comune europea (mercato primario);
 - EEX – European Energy Exchange, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma tedesca (mercato primario);
 - ICE – ICE Futures Europe, contratto EUA spot (daily future);
 - ICE – ICE Futures Europe, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario).

Qualora la liquidità relativa ai mercati secondari e ai prodotti di riferimento su tali mercati per il calcolo di P_{EUA} non sarà ritenuta adeguata al momento dell'adozione della deliberazione conseguente al presente documento, i prodotti spot saranno sostituiti dai corrispondenti prodotti future con consegna dicembre 2013.

Lo schema di calcolo può essere riassunto con la seguente tabella. Tale schema è concettualmente analogo a quello adottato fino all'anno 2012 in applicazione della deliberazione ARG/elt 77/08. Le principali novità riguardano i criteri di calcolo dei termini P_{FLEX} e P_{EUA} . Si noti che l'utilizzo della media ponderata, anziché delle medie aritmetiche, per il calcolo dei termini P_{FLEX} e P_{EUA} consente di superare le problematiche, rilevate negli anni scorsi, derivanti dalla scarsa liquidità e della scarsa rappresentatività di alcuni mercati.

Produttore	Impianto	En. elettrica netta	En. elettrica Cip 6	n° quote rese	n° quote assegnate	n° quote scoperte	n° quote ammesse	n° titoli CER ed ERU utilizzabili	n° titoli CER ed ERU utilizzati	n° quote a P_{FLEX}	n° quote a P_{EUA}	Totale
		[MWh]	[MWh]	[t]	[t]	[t]	[t]			[t]	[t]	[€]
		a	b	c	d	e = c-d	f = e*b/a	g	h	i = min(f; g-h)	m = f-i	n = i* P_{FLEX} + m* P_{EUA}

Si ritiene infine che i riconoscimenti degli oneri continuino ad essere effettuati con cadenza annuale, non appena sono disponibili tutti i dati a consuntivo dell'anno precedente di riferimento (indicativamente entro il mese di ottobre, come già attualmente avviene).

Naturalmente quanto sopra esposto è suscettibile di aggiornamenti a seguito di ulteriori modifiche e integrazioni della direttiva 2003/87/CE, con particolare riferimento alla possibilità di utilizzo dei titoli CER ed ERU nei prossimi anni. Gli orientamenti dell'Autorità in merito al riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 per gli anni successivi al 2015, saranno oggetto di futuri documenti.

- S1. *Si ritiene che i criteri indicati consentano di promuovere il tempestivo massimo utilizzo dei titoli CER ed ERU attualmente consentito nonché la negoziazione efficiente delle quote di emissione sfruttando le procedure concorsuali e le migliori possibilità messe a disposizione dai mercati, anche eventualmente per il tramite dell'acquisto anticipato delle quote a prezzi più contenuti? Se no, perché? Quali altri criteri potrebbero essere adottati?*
- S2. *Si ritiene che i criteri di calcolo dei termini P_{FLEX} e P_{EUA} siano univocamente definiti? Se no, perché? Quale tra le due soluzioni indicate viene ritenuta preferibile? Perché? Quali altri criteri potrebbero essere adottati? Quali ulteriori mercati e prodotti potrebbero essere considerati? Perché? Si ritiene opportuno l'utilizzo dei prezzi che derivano dalle procedure concorsuali?*

4. Lo schema di provvedimento

Articolo 1 Definizioni

- 1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al provvedimento Cip n. 6/92, le definizioni di cui all'articolo 3 della direttiva 2003/87/CE, nonché le seguenti:
- a) **quota di emissione** di CO₂ è una quota per l'emissione di una tonnellata di gas serra che può essere acquistata o venduta nell'ambito del sistema di scambi europeo istituito ai sensi della direttiva 2003/87/CE;
 - b) **quote assegnate** sono le quote di emissione di cui il produttore dispone a titolo gratuito per ogni impianto;
 - c) **quote rese** sono le quote di emissione che il produttore, per ogni impianto, è tenuto a restituire sulla base delle emissioni effettive di gas serra, ai sensi della direttiva 2003/87/CE;
 - d) **numero di quote scoperte** è la differenza annuale, se positiva, tra il numero di quote rese e il numero di quote assegnate;
 - e) **terzo periodo di assegnazione** è il periodo compreso tra il 2013 e il 2020;
 - f) **periodo di diritto al riconoscimento degli oneri** è il periodo intercorrente tra l'1 gennaio 2013 e la data di scadenza della convenzione di cessione dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92.

Articolo 2

Oggetto del provvedimento ed ambito di applicazione

- 2.1 Con il presente provvedimento, vengono definiti i criteri e le modalità per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata e nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2015.
- 2.2 Condizione necessaria per il riconoscimento degli oneri di cui al presente provvedimento, è l'invio, alla Direzione Mercati dell'Autorità, per ogni impianto, di un'unica istanza riferita all'intero periodo di diritto al riconoscimento degli oneri di cui al comma 2.1. L'istanza include una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, firmata dal legale rappresentante, ai sensi degli articoli 21, 38 e 47 del DPR n. 445/00, in cui si dia evidenza dei requisiti di cui al comma 2.1.
- 2.3 Ai fini del riconoscimento degli oneri di cui al presente provvedimento, i soggetti che hanno presentato l'istanza di cui al comma 2.2 devono inviare alla Direzione Mercati dell'Autorità, per ogni anno solare e per ogni impianto, non appena disponibili, i seguenti dati e informazioni:
- a) numero di quote assegnate per l'anno solare in oggetto e per l'intero terzo periodo di assegnazione;
 - b) numero di quote rese nell'anno solare in oggetto;
 - c) numero di quote complessivamente rese, a partire dall'1 gennaio 2008 e fino all'anno solare che precede quello in oggetto, utilizzando titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit*);
 - d) coefficiente emissivo medio di gas serra, espresso in g/kWh, dei tre anni solari precedenti a quello in oggetto, specificando i parametri utilizzati per il calcolo;
 - e) data di termine del periodo di diritto al riconoscimento degli oneri;
 - f) quantità di energia elettrica netta, espressa in MWh, prodotta dall'impianto nell'anno solare in oggetto;
 - g) quota dell'energia elettrica di cui alla precedente lettera f), espressa in MWh, ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, nell'anno solare in oggetto;
 - h) attestato di verifica della dichiarazione riguardante le emissioni rilasciate dall'impianto, rilasciato da un verificatore accreditato secondo quanto previsto all'articolo 17, comma 1, del decreto legislativo n. 216/06.
- 2.4 La Direzione Mercati dell'Autorità verifica i dati ricevuti, richiedendo, se necessario, ulteriori elementi.

Articolo 3

Numero di quote di emissione ammesse annualmente al riconoscimento

- 3.1 Il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto, espresso in tonnellate di CO₂ equivalente, è pari, in ciascun anno solare, al prodotto tra:

- a) il numero di quote scoperte e
 - b) il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta.
- 3.2 Le quote di emissione di cui al comma 3.1, ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto e per ogni anno solare, sono suddivise in due parti:
- quote remunerate sulla base dei prezzi dei titoli CER ed ERU. Tali quote, per ogni anno solare, sono pari al minimo tra le quote di emissione complessivamente ammesse al riconoscimento degli oneri per il medesimo anno e il numero massimo di titoli CER ed ERU ancora utilizzabili al fine di adempiere all'obbligo di cui alla direttiva 2003/87/CE. Tale numero massimo è pari alla differenza, qualora positiva, tra il 19,3% delle quote complessivamente assegnate a titolo gratuito per il periodo 2008-2012 e il numero dei titoli CER ed ERU già utilizzati a partire dal 2008 e fino all'anno solare che precede quello oggetto di riconoscimento;
 - quote remunerate sulla base dei prezzi dei titoli EUA (*European Union Allowance*). Tali quote, per ogni anno solare, sono pari alla differenza tra le quote di emissione complessivamente ammesse al riconoscimento degli oneri per il medesimo anno e le quote remunerate sulla base dei prezzi dei titoli CER ed ERU.

Articolo 4

Valore riconosciuto annualmente per ogni quota di emissione

- 4.1 Alle quote remunerate sulla base dei prezzi dei titoli CER ed ERU viene riconosciuto un valore unitario P_{FLEX} , espresso in euro/t, pari alla media, ponderata sulle quantità dei titoli CER ed ERU complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per l'anno 2013, delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER ed ERU per ciascuno dei medesimi mercati e prodotti. Nel calcolo delle medie sono esclusi i prezzi relativi alle sessioni in cui i volumi scambiati sono nulli. *[si veda anche l'eventuale soluzione alternativa, riportata nel paragrafo 3]*
- 4.2 Alle quote remunerate sulla base dei prezzi dei titoli EUA viene riconosciuto un valore unitario P_{EUA} , espresso in euro/t, pari alla media, ponderata sulle quantità dei titoli EUA complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per l'anno 2013, delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA per ciascuno dei medesimi mercati e prodotti. Nel calcolo delle medie sono esclusi i prezzi relativi alle sessioni in cui i volumi scambiati sono nulli. *[si veda anche l'eventuale soluzione alternativa, riportata nel paragrafo 3]*
- 4.3 Qualora il diritto al riconoscimento degli oneri termini nel corso del 2013, ai fini del calcolo di cui ai commi 4.1 e 4.2, si considerano solo i prezzi di chiusura giornalieri registrati nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il giorno in cui termina il diritto al riconoscimento degli oneri sui mercati regolamentati e per i prodotti individuati come riferimento.
- 4.4 I mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{FLEX} sono:
- EEX – European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2013;
 - ICE – ICE Futures Europe, contratto CER Future dicembre 2013.

- 4.5 I mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{EUA} sono:
- EEX – European Energy Exchange, contratto EUA spot;
 - EEX – European Energy Exchange, contratto spot in esito alle sessioni d’asta relative alla piattaforma comune europea (mercato primario);
 - EEX – European Energy Exchange, contratto spot in esito alle sessioni d’asta relative alla piattaforma tedesca (mercato primario);
 - ICE – ICE Futures Europe, contratto EUA spot (daily future);
 - ICE – ICE Futures Europe, contratto spot in esito alle sessioni d’asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario).

Articolo 5

Riconoscimento complessivo degli oneri

- 5.1 Entro il 30 aprile 2014, il Direttore della Direzione Mercati dell’Autorità, con propria determinazione, pubblica i valori unitari dei termini P_{FLEX} e P_{EUA} calcolati come indicato nell’articolo 4.
- 5.2 Gli oneri complessivamente riconosciuti per ogni impianto sono annualmente pari al prodotto tra il numero delle quote di emissione ammesse al riconoscimento di cui al comma 3.1, suddivise secondo quanto previsto dal comma 3.2, e i corrispondenti valori annuali riconosciuti per ogni quota di emissione ai sensi dell’articolo 4.
- 5.3 Il riconoscimento degli oneri, ai sensi del presente provvedimento, viene effettuato su base annuale. In particolare, il riconoscimento degli oneri, ai sensi del presente provvedimento, viene effettuato:
- tra l’1 ottobre e il 31 dicembre di ogni anno, con riferimento agli oneri dell’anno precedente, nel caso in cui i dati e le informazioni necessarie ai sensi del comma 2.3 e 2.4 siano pervenuti all’Autorità entro il 31 ottobre;
 - entro 60 giorni dalla data di ricevimento, da parte dell’Autorità, dei dati e delle informazioni di cui al comma 2.3 e 2.4 negli altri casi.
- 5.4 Il rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del presente provvedimento viene operato dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all’articolo 47, comma 47.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

Articolo 6

Disposizioni finali

- 6.1 Con successivo provvedimento sono definiti i criteri e le modalità per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE, limitatamente all’energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 nell’ambito di convenzioni di cessione destinata, per il periodo successivo al 31 dicembre 2015.
- 6.2 La presente deliberazione è pubblicata sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it).