

Camera dei Deputati

X Commissione Attività produttive

**Audizione del Presidente dell'Autorità garante della
concorrenza e del mercato Antonio Catricalà sull'incentivazione
di energie rinnovabili e assimilate, c.d. CIP 6.**

5 febbraio '09

Onorevole Presidente, onorevoli Deputati,

sono grato di aver dato all'Autorità che presiedo la possibilità di intervenire sull'incentivazione di energie rinnovabili e assimilate, c.d. CIP 6.

Il meccanismo di incentivazione noto come CIP 6 è stato istituito dal provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6 del 29 aprile 1992 (*Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile*¹) attuativo dell'art 22 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9 (*Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali*).

Il sistema era volto all'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e si inseriva in un più ampio disegno di politica energetica orientato al superamento graduale del monopolio legale riservato all'ENEL. Si prevedeva la possibilità di erogare sussidi a quelle imprese che, in deroga al regime di esclusiva, avrebbero potuto da quel momento iniziare la produzione di energia elettrica da destinare all'autoconsumo o alla vendita alla stessa ENEL, che era obbligata a ritirarla ad un prezzo fissato in via amministrativa dal CIP. Il prezzo includeva, oltre alla remunerazione dei cc.dd. costi evitati, cioè dei costi evitati per aver deciso di non utilizzare impianti con tecnologia basata su fonti non rinnovabili (costo evitato di impianti, di esercizio, di manutenzione, di combustibile), anche una specifica componente incentivante, correlata ai maggiori costi delle tecnologie necessarie per produrre energia dalle fonti rinnovabili. Quest'ultima sarebbe stata corrisposta per otto anni, dall'entrata in funzione dell'impianto. Le modalità di ritiro dell'energia elettrica convenzionata erano regolate da apposite convenzioni, conformi ad uno schema approvato a livello ministeriale, originariamente stipulate tra l'ENEL e le imprese i cui progetti erano stati selezionati. La loro durata era demandata alla libera determinazione delle parti e non era prevista alcuna conseguenza in caso di ritardata realizzazione degli investimenti produttivi. L'onere derivante dalla remunerazione dell'energia elettrica incentivata era imputato ad una

¹ GU n.109 del 12 maggio 1992. Il sistema è stato ulteriormente disciplinato dal DM 25 settembre 1992, pubblicato in G.U. n. 235 del 6 ottobre 1992

specifica voce della tariffa (A3) e, dunque, in ultima istanza posto a carico dei clienti finali.

Si deve notare che fin dall'inizio il sussidio fu destinato non solo a favore del sostegno delle energie rinnovabili (tipicamente la fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica), ma anche a favore di altre forme di energia definite "assimilate" ed individuate dal provvedimento interministeriale². Rientrano in questa categoria impianti di cogenerazione, quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico, scarti di lavorazione e/o di processi industriali (ad esempio, impianti che usano i gas siderurgici) e quelli che utilizzano fonti fossili prodotti da giacimenti minori.

Hanno beneficiato del sussidio, infine, anche gli impianti la cui produzione è alimentata dai rifiuti (termovalorizzatori)³.

Anzi, nel corso del tempo, si è registrato un tendenziale sbilanciamento delle erogazioni a favore delle fonti assimilate, nonché un incremento dei sussidi a favore dell'energia prodotta da rifiuti, biodegradabili e non⁴.

Per quanto concerne la distribuzione geografica degli incentivi, dai dati⁵ del Gestore dei Servizi Elettrici emerge che il sussidio ha avuto una distribuzione equilibrata in tutto il territorio nazionale, con una lieve prevalenza, soprattutto per ciò che concerne le assimilate, a favore di certe zone del sud, delle isole e del centro caratterizzate da una strutturale carenza di impianti di generazione elettrica e di quelle zone contraddistinte da condizioni climatiche e ambientali più favorevoli allo sviluppo delle energie rinnovabili (si pensi, ad esempio, all'eolico).

Con l'avvio della liberalizzazione, il sistema CIP 6 è stato gestito prima dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) oggi diventato il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE). È quest'ultimo a ritirare obbligatoriamente l'energia elettrica dai produttori ammessi ai benefici al prezzo fissato annualmente dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG). L'energia è, quindi, rivenduta in parte agli operatori del mercato libero e in parte all'Acquirente Unico, secondo modalità economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico.

² Ai sensi dell'art.22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n.9.

³ Come espressamente stabilito dall'art.17 del Dlgs. 29 dicembre 2003, n.387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità).

⁴ Si vedano i dati pubblicati dall'AEEG, Documentazione inviata a codesta Commissione parlamentare, il 22 giugno 2007, e dal Gestore dei servizi elettrici relativi agli anni 2001-2006 nel Rapporto 2007.

⁵ Rapporto del Gestore dei Servizi Elettrici, 2007, pag.72.

L'Autorità nel luglio del 2006⁶, in occasione della presentazione della Relazione annuale ed in sede di segnalazione⁷, indicava alcune criticità del sistema, auspicandone una sua modifica.

In particolare, è stato sottolineato che, a causa della progressiva maggiore incidenza delle fonti assimilate, del peculiare meccanismo di aggiornamento della remunerazione garantita alle imprese, che non dava rilievo a miglioramenti di efficienza conseguibili nel corso del tempo con il progresso tecnologico, della durata delle convenzioni, che, di fatto, è stata fissata ben oltre gli otto anni e oltre quanto necessario per recuperare gli investimenti (in media si va dai quindici ai vent'anni), l'incentivo in concreto non è andato a sostenere prioritariamente lo sviluppo delle fonti rinnovabili vere e proprie, né ha consentito di premiare le imprese più efficienti.

Ciò, in un contesto di liberalizzazione dei mercati dell'energia, si è tradotto in uno svantaggio concorrenziale per quelle imprese non ammesse al sussidio che utilizzano impianti alimentati dalle stesse fonti assimilate e in un onere improprio in capo ai consumatori finali.

Il DLgs. n.79/99 finalmente stabiliva la decadenza dal diritto all'incentivazione nel caso di una tardiva realizzazione degli investimenti. D'altra parte, le concrete modalità di fissazione delle condizioni economiche di cessione sono state orientate ad attribuire ai generatori convenzionati un prezzo di gran lunga più alto del prezzo a cui la stessa energia veniva venduta. L'Autorità ha calcolato, ad esempio, che nel 2005, la remunerazione media garantita per l'energia elettrica incentivata è stata di circa 113 euro/MWh, a fronte di un prezzo di cessione dell'energia elettrica incentivata di 50 euro/MWh. In aggregato, l'onere complessivo per la remunerazione degli impianti convenzionati è stato di circa 5,8 miliardi di euro con un fabbisogno residuo da recuperare come componente della tariffa elettrica superiore al 53% (circa 3,1 miliardi di euro).

Negli ultimi due anni, la differenza tra prezzo medio di ritiro dell'energia incentivata CIP 6 e prezzo di vendita della medesima si è mantenuta elevata. Nonostante i correttivi introdotti dalla delibera AEEG n.249/06, nel 2007 il prezzo medio di ritiro è stato di circa 112 €/MWh, a fronte di un prezzo medio di assegnazione di 60 €/MWh, con un fabbisogno residuo da recuperare come componente della tariffa elettrica di circa 2,4 miliardi di euro, pari al 45% circa.

⁶ Presentazione del Presidente, 11 luglio 2006

⁷ AS 349 decisione del 12 luglio 2006, in Bollettino 26/2006.

Poiché il Dlgs n.79/99 ha previsto che l'energia elettrica convenzionata sia dispacciata in via prioritaria nel sistema elettrico, escludendola così da qualunque confronto nell'ordine di merito economico, anche nel contesto della liberalizzazione, gli impianti convenzionati si trovano a beneficiare della certezza di una congrua remunerazione e del prelievo garantito di tutta l'energia da essi generata: ciò significa che una parte della domanda elettrica nazionale - quasi il 15% - viene soddisfatta con impianti di generazione la cui logica di produzione non è guidata da meccanismi di mercato: ciò potrebbe contribuire a disincentivare lo sviluppo delle tecnologie produttive più efficienti e l'attivazione di nuovi impianti da parte delle imprese non convenzionate che non hanno la sicurezza di poter collocare tutta la propria produzione e, comunque, devono contare su un livello di remuneratività assai inferiore.

Per tali ragioni, l'Autorità nella segnalazione ha auspicato una revisione del regime di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, allo scopo di evitare le distorsioni illustrate ed, in particolare, di eliminare o ridurre l'onere posto a carico della tariffa che non appare più giustificato nel contesto della liberalizzazione.

Successivamente alla segnalazione, il quadro normativo di riferimento è stato interessato da una serie di innovazioni e sono intervenute nuove necessità.

La legge finanziaria⁸ per il 2007 ha stabilito, da un lato, che gli incentivi finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili sono concedibili esclusivamente per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili così come definite dall'art.2 della direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 – si tratta di quelle fonti da considerare rinnovabili in senso stretto: eolica, solare, geotermica, idraulica moto ondosio e la parte biodegradabile dei prodotti e dei rifiuti – e, dall'altro, ha espressamente fatto salvi i finanziamenti, concessi ai sensi della previgente normativa, agli impianti autorizzati di cui si fosse avviata la costruzione e le convenzioni CIP 6. Per questi finanziamenti, viene attribuito al Ministero dello Sviluppo economico il potere di definire le condizioni e le modalità per l'eventuale riconoscimento in deroga del diritto agli incentivi, nonché di definire l'entità e la durata dei sostegni alle fonti energetiche non rinnovabili assimilate utilizzate da impianti già realizzati ed operativi alla data di entrata in vigore della legge.

⁸ L.27 dicembre 2006, n.296

La legge finanziaria per il 2008⁹ è di nuovo intervenuta sulla materia stabilendo che gli incentivi potessero essere concessi ai soli impianti realizzati e operativi. La procedura di riconoscimento in deroga, introdotta dalla finanziaria precedente, si sarebbe dovuta completare entro il 31 dicembre 2008.

Infine, più recentemente, i finanziamenti CIP 6 sono stati destinati anche per l'impianto di termodistruzione di Acerra¹⁰. È stata prorogata al 31 dicembre 2009, la possibilità di riconoscimento in deroga. Sono stati fatti salvi i finanziamenti CIP 6 "per gli impianti, senza distinzione fra parte organica ed inorganica, che siano stati ammessi ad accedere agli stessi per motivi connessi alla situazione di emergenza rifiuti che sia stata, prima della data di entrata in vigore della medesima legge dichiarata con DPCM"¹¹.

Da questa evoluzione normativa emerge che il sistema CIP 6, in sostanziale adesione all'invito di questa Autorità, è stato circoscritto. Esso è stato poi destinato ad incentivare la realizzazione dei termovalorizzatori, in connessione con l'emergenza dei rifiuti.

Nonostante tali cambiamenti e le perspicue innovazioni regolatorie dell'AEEG, specialmente con riferimento al criterio di determinazione del prezzo di cessione, che hanno mitigato l'incidenza del costo dei sussidi sulla tariffa, alcune delle perplessità illustrate dall'Autorità nella segnalazione di due anni fa permangono nella sostanza.

In particolare, permangono le distorsioni derivanti dal fatto di sovvenzionare la produzione di energia elettrica da fonti assimilate e non rinnovabili in misura di gran lunga maggiore rispetto a quelle rinnovabili (nel 2007 il costo per il GSE è stato di 3 miliardi e 746 milioni di euro per l'energia ritirata da fonti assimilate e di 1 miliardo e 482 milioni di euro per l'energia da fonti rinnovabili)¹²; è rimasto il problema derivante dalla lunghezza delle convenzioni e soprattutto il problema della rilevante differenza tra il prezzo di ritiro da parte del GSE e il prezzo di cessione al mercato.

Tali distorsioni continueranno a gravare sui consumatori finali almeno fino alla scadenza naturale delle convenzioni, che dovrebbe avvenire non prima di 7- 10 anni, anche se la loro incidenza tenderà progressivamente a diminuire.

⁹ L.24 dicembre 2007, n.244, art.2, commi 136 e 137

¹⁰ Art. 33, DL 31 dicembre 2007, n.248

¹¹ Art.9, DL 6 novembre 2008, n.172.

¹² Cfr. Rapporto 2007 del Gestore dei servizi elettrici, pag.71

L'Autorità, dunque, pur nella consapevolezza che il CIP 6 ha, nei fatti, consentito di rimediare ad alcune carenze strutturali di produzione del nostro sistema elettrico, non può non salutare con favore le recenti scelte legislative di portare il meccanismo ad esaurimento. In questa logica deve segnalarsi una recente proposta normativa, approvata dalla Camera e attualmente in corso di esame al Senato (art.18, comma 12, AS n.1195), che è volta ad individuare adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 nei confronti dei produttori che volontariamente vi aderiscano.

D'altra parte, l'Autorità è anche ben consapevole del rilievo che ha assunto la questione dei rifiuti in alcune zone del Paese e della conseguente necessità di interventi tempestivi ed efficaci, tra i quali l'incentivazione ai termovalorizzatori. Di più probabilmente non si poteva fare, trattandosi di convenzioni che danno luogo a diritti soggettivi acquisiti e non a mere aspettative.

Dal punto di vista della concorrenza, meno distorsivo del funzionamento dei mercati è il sistema dei certificati verdi, disciplinato per la prima volta nel Dlgs, n.79/99.

Si tratta di titoli emessi dal GSE e rilasciati ai produttori da fonti rinnovabili con riferimento alla produzione dei primi 8 anni (successivamente portati a 12 anni in base al decreto legislativo n. 152/06).

L'art. 11 del D.Lgs. n. 79/99, a partire dal 2002, ha obbligato i produttori e importatori di energia elettrica da fonte non rinnovabile ad immettere ogni anno nella rete elettrica una quota prestabilita di energia prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999. A tale obbligo è possibile adempiere o investendo direttamente nella costruzione di nuovi impianti ad energia rinnovabile; oppure acquistando da altri produttori che utilizzano fonti rinnovabili un numero di certificati verdi attestanti la produzione di una quantità di energia da fonti rinnovabili pari alla quota obbligatoria.

I maggiori produttori di energia elettrica italiani hanno investito in parchi eolici, impianti fotovoltaici ed impianti idroelettrici per ottemperare almeno parzialmente ai propri obblighi.

Tale meccanismo ha lo scopo di contenere i costi complessivi dell'incentivo, stimolando gli investimenti da parte degli operatori più efficienti.

I certificati verdi sono commerciabili sia mediante contrattazione bilaterale, sia in un'apposita borsa organizzata dal Gestore del mercato elettrico (GME). Attualmente, circa il 90% delle contrattazioni avviene fuori borsa, rendendo quindi il prezzo di borsa dei certificati verdi assai

poco indicativo. La finanziaria 2008 e il D.M. 18 dicembre 2008 del Ministero dello sviluppo economico hanno apportato importanti modifiche volte a garantire una maggiore trasparenza del meccanismo di contrattazione bilaterale, inserendo un obbligo di registrazione presso il GME delle stesse.

In concreto, si osserva un perdurante eccesso di offerta che ha depresso il prezzo dei certificati, con un effetto negativo sull'efficacia di tale incentivo. Pur essendo state attuate parziali correzioni (come ad esempio, la possibilità per il GSE di ritirare i certificati verdi in scadenza nell'anno, al prezzo medio annuo registrato sulla piattaforma di contrattazione del GME), resta il problema dello squilibrio che trova origine in una forte concentrazione della domanda in capo a pochi grossi produttori ed importatori di energia elettrica da fonti fossili convenzionali, i quali sono soggetti all'obbligo di immissione di una quota minima di energia elettrica "pulita", mentre l'offerta è costituita da tanti piccoli produttori di elettricità da impianti alimentati da fonti rinnovabili aventi diritto al rilascio dei certificati verdi. La concentrazione degli scambi fuori borsa rende il prezzo di borsa facilmente manipolabile dalla domanda e ciò distorce l'unico segnale disponibile per orientare i piccoli offerenti nelle contrattazioni.

L'obbligo di registrazione dei bilaterali e la comunicazione da parte del GME di alcuni dati sintetici giornalieri sulla contrattazione dei medesimi potrebbero rendere gli scambi di certificati verdi più trasparenti e ridurre la manipolabilità del prezzo al quale gli stessi vengono scambiati.

Infine, si devono menzionare le forme di incentivazione delle energie rinnovabili dirette a sostenere la domanda di energia, più che l'offerta. Tali modalità appaiono, da un punto di vista concorrenziale, preferibili a quelle dirette all'offerta, in quanto sono volte a stimolare comportamenti virtuosi degli stessi consumatori, i quali sono incentivati all'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili, che per la parte eccedente viene immessa nel sistema.

Si tratta in particolare, del c.d. servizio di scambio sul posto, del conto energia e della tariffa omnicomprensiva.

Il primo è stato introdotto dall'art. 6 del D.lgs. n. 387/03 per gli impianti fotovoltaici, ma poi lo strumento è stato esteso a tutte le fonti rinnovabili di piccola dimensione. Si tratta di una possibilità tecnica offerta al cliente finale che produca energia da fonti rinnovabili. Egli, non potendo vendere sul mercato l'energia che produce, si può però avvalere dei servizi di rete per immagazzinarla quando non ha necessità di consumo e può riprelevarla dalla rete all'occorrenza.

Gli altri due strumenti prevedono che il GSE ritiri l'energia prodotta da fonti rinnovabili e la remunererà a prezzi incentivanti: così il conto energia, che è la nuova modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica da fonte solare, introdotta dal D.M. 28 luglio 2005 del Ministero dello Sviluppo Economico, e la tariffa omnicomprensiva.

Conclusioni.

Il Cip 6 è stato un meccanismo di incentivazione costoso per il sistema elettrico e per la collettività. Ha determinato inoltre alterazioni al funzionamento del mercato. D'altro canto, ha anche risposto a specifiche carenze di produzione del nostro sistema elettrico. Opportuni, dunque, gli interventi legislativi volti, da un lato, a circoscriverne l'operatività e, dall'altro, a delineare nuovi e più efficienti strumenti incentivanti. L'emergenza rifiuti ha imposto l'adozione di interventi efficaci che possono richiedere la specifica finalizzazione degli incentivi.